National Energy Board

Natural Gas Market Assessment 1989 - 1991

October 1989

National Energy Board

Natural Gas Market Assessment 1989 - 1991

October 1989

© Minister of Supply and Services Canada 1989

Cat. No. NE 23-27/1989E
ISBN 0-662-17375-9

This report is published separately
in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

90-05836/

Table of Contents

Foreword ..... (i)

Summary ..... (ii)

List of Tables ..... (iii)

List of Figures ..... (iv)

1. Introduction 1

2. The Structure and Functioning of the Canadian Gas Market 3
   - 2.1 Producer Province Regulation 4
   - 2.2 Gas Purchase Contracting Practices 7
   - 2.3 Regulation in Consuming Provinces 7
   - 2.4 Transportation on Interprovincial and International Gas Pipelines 12
   - 2.5 Pricing in Domestic and Export Markets 22
   - 2.6 Conclusions on Structure and Functioning of the Domestic Market 27

3. Canadian Gas Supply, Demand and Prices: Short-term Assessment 29
   - 3.1 Domestic Demand 29
   - 3.2 Export Demand 36
   - 3.3 Imports 45
   - 3.4 Supply 46
   - 3.5 Supply/Demand Balance 65
   - 3.6 Conclusions on Canadian Gas Supply, Demand and Prices: Short-term Assessment 67

4. Pipeline Capacity for Domestic and Export Markets 69
   - 4.1 Pipeline Capacity and Capacity Utilization 69
   - 4.2 Assessment of Available Pipeline and Storage Capacity 76

5. Conclusions 77

Appendices

1. Abbreviations, Conversion Factors, Glossary 79

2. Regulation of the Canadian Natural Gas Industry 93

3. Gas Purchase Options 99

4. Summary of WGML Contracts with Distributors 101

Foreword

As part of its activities, the National Energy Board monitors the Canadian natural gas market to be alert to any difficulties for Canadians in adjusting to changes in natural gas supply and demand.

This monitoring includes the Board's biennial report: *Canadian Energy Supply and Demand* which examines the long-term prospects for Canadian supply of all major energy commodities, including electricity, oil and natural gas and their by-products, and the demand for Canadian energy in Canada and abroad.

As a second part of its ongoing monitoring, the Board analyses natural gas supply, demand and prices and periodically publishes reports on its findings, as it announced in a decision dated July 1987, in which the Board adopted a "Market-Based Procedure" to ensure that natural gas licensed for export is surplus to reasonably foreseeable Canadian requirements. These *Natural Gas Market Assessment* reports are focussed entirely and in greater detail on natural gas markets and provide a short-term analysis. Thus they differ in their focus and in the period covered by the analysis from *Canadian Energy Supply and Demand*, which, as explained above, examines all energy forms over the long term.

This is the second *Natural Gas Market Assessment* report issued by the Board (the first, dated October 1988, was published in December 1988).

This report has two broad objectives:

- to update the detailed assessment of the structure and functioning of natural gas markets provided in the October 1988 report, and
- to examine near-term prospects by providing a forecast of natural gas supply and demand for 1989, 1990 and 1991, and an assessment of pipeline capacity.

Inquiries on this report may be made by telephoning the Board's Information Services at (613) 990-1850.

Copies of this report or previous Board reports are available by contacting the Board at the address or telephone number provided on the back of the title page.

Summary

Our review of the structure and functioning of natural gas markets since our October 1988 Report indicates some evolution of market conditions:

- Some, but not all, of the constraints to competition in the market have been reduced in the past year.

  - producing province removal permit regulation is under review, but Alberta continues to deny removal permits for direct sales to what it considers to be other provinces' "core" markets;

  - sales and transportation service for the eastern Canadian distributors are now provided under separate contracts, and the sales contracts allow distributors limited flexibility to displace gas being purchased from Western Gas Marketing Limited ("WGML") with gas purchased from others;

  - Manitoba, Ontario and Quebec regulators have accepted the implications of these contracts for the prices paid by end users through to November 1990, providing some stability during that period;

  - the number and volume of direct sales have increased, and prices for WGML sales and for direct 1-year firm purchases have converged, indicating that there is increased competition between WGML and direct sales;

  - the NEB has opened access to pipeline transportation service for direct shippers and has established procedures for those queuing for space with a view to ensuring fair treatment of all shippers; and

  - a growing number of direct purchasers have access to transportation service on distribution systems, although policy in Quebec has effectively discouraged transportation of directly-purchased gas other than that involved in buy/sell agreements with Quebec distributors.

- Domestic prices remain, on average, below export prices, indicating that Canadians are generally having no difficulty in obtaining gas supplies on at least as favourable a basis as export customers.

- Domestic natural gas sales are expected to grow in 1990 and 1991, but at a slower pace than over the last two years, reflecting expected slower growth in economic activity.

- Export sales are expected to continue to grow, exceeding previous levels in each year to 1991. Imports to southern Ontario, while small, are also expected to increase.

- Despite some recovery of overall drilling activity, we expect small declines in remaining reserves in Western Canada in each year to 1991 as a result of high gas demand.

- The excess of productive capacity relative to demand is expected to continue declining in the forecast period, with supply and demand coming into approximate balance by 1991.

- Despite new pipeline capacity installed or under construction, increased domestic and export demand for firm carriage will result in very high pipeline capacity utilization, and interruptible transportation will continue to be in very limited supply.

We conclude that, although some constraints to the working of markets still exist, progress continued to be made toward increased competition over the past year. Gas demand is high and continuing to grow both domestically and in the export market. Both productive capacity and transportation capacity (including storage facilities) are expected to be adequate to meet the demands placed upon them over our outlook period to 1991.

We expect natural gas prices to be stable over the period to 1991, although there could be some price fluctuations for certain categories of short-term transactions.

List of Tables

2-1	Direct Sales in Intra-provincial Markets	3
3-1	Canadian Natural Gas Demand by Sector and Region - 1988	31
3-2	Growth in Real Gross Domestic Product - Canada	33
3-3	Comparison of Canadian Natural Gas Demand Forecasts	35
3-4	U.S. Interstate Pipeline Sales and Transportation	36
3-5	Canadian Natural Gas Exports by Type of Authorization and Sale	38
3-6	Natural Gas Export Licences Issued During Licence Year 1988/89	41
3-7	Natural Gas Exports: 1989, 1990 and 1991 Forecast Comparisons	45
3-8	Established Reserves of Marketable Natural Gas in Conventional Areas	61
3-9	Forecast of Adjusted Productive Capacity and Demand	66
4-1	Pipeline Utilization During January and February	69

List of Figures

2-1 Average Domestic and Export Prices - British Columbia Border 25

2-2 Average Domestic and Export Prices - Alberta Border 25

2-3 Alberta Fieldgate Prices - WGML System Gas Sales and Direct Sales 26

2-4 British Columbia Fieldgate Prices - BCPC Purchases and Direct Sales 27

3-1 Short-term Natural Gas Sales Projection Approach 30

3-2 Canadian Natural Gas Demand 32

3-3 Canadian Natural Gas Demand by Sector 34

3-4 Natural Gas Exports by Customer Type 37

3-5 Natural Gas Exports under Short-term Orders in 1988 38

3-6 Natural Gas Export Volumes and Revenues: 1980-1988 39

3-7 Average Natural Gas Export Prices and Average U.S. Wellhead Prices: 1980-1988 39

3-8 Natural Gas Exports to United States Regional Gas Markets in 1988 40

3-9 Natural Gas Exports: Licensed and Under Review 42

3-10 Natural Gas Exports by U.S. Market Region: 1980-1991 44

3-11 Distribution of Reserves in Alberta by Pool Size 47

3-12 Regions of Alberta 47

3-13 Distribution of Reserves in Alberta by Geographic Area 48

3-14 Distribution of Reserves in Alberta by Geological Age 48

3-15 Distribution of Reserves in B.C. by Pool Size 49

3-16 Distribution of Reserves in B.C. by Geological Age 50

3-17 Distribution of Reserves in Saskatchewan by Pool Size 51

3-18 Distribution of Reserves in Saskatchewan by Geological Age 51

3-19 Contractual Status of Remaining Reserves in Alberta as of 1 January 1989 54

3-20 Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Pool Size 54

3-21	Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Geographic Area	54
3-22	Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Geological Age	54
3-23	Distribution of Shut-in Reserves in B.C. by Pool Size	55
3-24	Land Sale Expenditures by Province	56
3-25	Geophysical Activity by Province	56
3-26	Drilling Activity by Province	57
3-27	Wells Drilled by Province	57
3-28	Comparison of Total Wells Drilled and Gas Well Completions	58
3-29	Gas Well Completions by Province	58
3-30	Areas of Significant Drilling Activity - B.C. and Alberta	59
3-31	Remaining Established Reserves and Reserves Additions in Conventional Areas	60
3-32	Comparison of Natural Gas Reserves/Production Ratios	62
3-33	Exploratory Drilling and Rig Activity - United States	63
3-34	Proved Reserves and Reserve Additions - United States	63
3-35	Productive Capacity in Canada	64
3-36	Adjusted Productive Capacity and Demand	66
4-1	Major Gas Pipeline Systems	68
4-2	Westcoast Capacity Utilization	70
4-3	Alberta Natural Gas (Including Foothills Western Leg) Capacity Utilization	71
4-4	Foothills Eastern Leg Capacity Utilization	73
4-5	TransCanada Capacity Utilization	74
A2-1	Current Status of Regulation of the Canadian Natural Gas Industry	92
A3-1	Direct Sales and Buy/Sells	98

Chapter 1

Introduction

In December 1988 the National Energy Board ("the Board" or "NEB") published the first issue of a report assessing the Canadian natural gas market which the Board had indicated it would publish periodically as part of the Market-Based Procedure adopted in July 1987[1] for assessing natural gas export licence applications. This report: *National Energy Board Natural Gas Market Assessment, October 1988* (the "October 1988 Report") provided:

- an assessment of the structure and functioning of the Canadian natural gas market since the agreements made in 1985 among the governments of Canada, Alberta, British Columbia, and Saskatchewan provided for the removal of government-administered pricing;[2]
- a description of the commercial and regulatory arrangements under which natural gas moves from the wellhead to the consumer;
- an outlook for 1988 and 1989 for supply, demand and price of Canadian natural gas.

The October 1988 Report concluded that:

- as envisaged by the 31 October 1985 Agreement, the market had demonstrated increasing flexibility to respond to changing market circumstances; producers now had a wider range of market opportunities while end users now could choose from a wider variety of supply options;
- some impediments to fully competitive pricing remained; although full competition had arrived in the industrial sector of the market, the commercial and residential sectors had not yet benefitted to the same extent from competitive pricing;
- the excess supply that characterized the market in recent years was diminishing; annual productive capacity was expected to remain considerably in excess of annual demand in 1988 and 1989, although the margin of capacity over demand on peak days had been narrowing;
- export prices should not, on average, diverge appreciably from domestic prices at the Alberta border; and
- limited pipeline capacity could restrain growth in sales.

There have been many changes in natural gas markets since October 1988, such as:

- Board decisions affecting distributor self-displacement, access to pipelines, export licences and new pipeline facilities;
- construction of new pipeline facilities;

---

1. *National Energy Board Reasons for Decision In the Matter of Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures*, July, 1987.
2. *The Western Accord: Agreement between the Governments of Canada, Alberta, Saskatchewan, and British Columbia on Oil and Gas Pricing and Taxation*, 28 March 1985; and *Agreement among the Governments of Canada, Alberta, British Columbia, and Saskatchewan on Natural Gas Markets and Prices*, 31 October 1985. These agreements were described in detail in the October 1988 Report.

- decisions by provincial regulatory agencies on contracts between Western Gas Marketing Limited ("WGML") (the marketing affiliate of TransCanada Pipelines Limited) and eastern Canadian distributors;
- decisions by producers on contracts for new export sales;
- events in the U.S. affecting Canadian gas exports;
- developments in western Canadian gas producing provinces affecting in-province use of gas or its removal from the province;
- activities in several provinces affecting demand for gas for electricity production; and
- the implementation of the Free Trade Agreement.

In light of these developments the Board decided that it would be timely to update the October 1988 Report.

Organization of Report

Chapter 2 begins by reviewing developments in the gas-producing provinces. It then examines the major features of gas purchase contracts held by domestic distributors and of those for export sales. Next, developments in consuming provinces are reviewed. This is followed by a discussion of transportation issues in regard to NEB-regulated pipelines. Pricing in domestic and export markets is then examined. The chapter ends with conclusions as to the extent to which Canadian end users have been able to purchase gas supplies on freely-negotiated terms and on terms and conditions comparable to those available to export customers.

Chapter 3 reviews and examines the short-term outlook for 1989, 1990 and 1991 for natural gas supply and demand. It begins with domestic and export demand and then turns to Canadian supply and imports. Finally, the supply/demand balance is assessed.

Chapter 4 examines pipeline capacity, including capacity utilization and storage capacity, and assesses the available capacity against forecast throughputs to 1991.

Chapter 5 presents the conclusions of the analysis. (These are summarized in the Summary at the front of the report.)

There are four appendices. Appendix 1 presents abbreviations, conversion factors and a glossary. Appendix 2 updates the summary of the regulation of natural gas in Canada which was in Appendix A of the October 1988 Report. Appendix 3 updates the description of gas purchase options which formed section 3.1 of the October 1988 Report. Appendix 4 provides a summary of the contracts between WGML and distributors.

Chapter 2

The Structure and Functioning of the Canadian Gas Market

Gas sales may be made directly between producers and end users, in which case there is only one contract involved. Alternatively, the producer may sell to a marketer who in turn sells to a pipeline, a local distribution company ("LDC") or an end use customer, in which case there is a chain of contracts involved. In the second case, the terms of the contract made with the producer need not be (and are not usually) identical with those of contracts further down the chain (i.e. closer to the end user). For example, a gas marketer may buy gas under long-term (purchase) contracts and sell it under shorter-term (sales) contracts. The reverse also sometimes occurs. As a second example, a marketer may use gas purchased under a firm contract for making sales under interruptible contracts. Again, the reverse situation also sometimes occurs. WGML has historically purchased gas under long-term contracts. Its sales, however, vary from short-term sales to the industrial market to long-term sales to LDCs.

The structure of natural gas sales in Canada continues to evolve towards a more market-oriented industry as reflected by the number of contracts and volumes of gas sold under direct sale arrangements to end users. Regarding Alberta gas sold to eastern Canada, in 1987 about 163 petajoules of direct purchase gas was sold under about 240 contracts. By year-end 1989, we estimate that some 300 petajoules of gas will be sold to end users under about 600 contracts. These numbers indicate that the ratio of volumes to the number of gas sales contracts has declined from about 0.68 to 0.50. These ratios indicate that over the past two years more direct sales gas is reaching smaller end users, whereas in 1986 and 1987 direct sales were being made mainly to large industrial customers. There is limited data available on the supply underlying these direct sales (see section 3.4).

Overall, we estimate that currently some one-third of domestic gas sales are being made under short-term contracts to LDCs and directly to end users.

There were a number of major developments in the evolution of Canadian gas markets over the past year and further progress was made toward a competitive market:

- Growth has been evident in intra-provincial markets, with large increases in the volume of direct sales (table 2-1).

Table 2-1

Direct Sales in Intra-provincial Markets

Petajoules

	1985	1986	1987	1988	1989(est)
British Columbia	0.0	6.3	22.5	45.3	61.7
Alberta	n/a	n/a	277.0	325.0	340.0
Saskatchewan	n/a	0.0	3.4	43.7	49.5

- There was some movement toward changes in producer-province removal policies (see section 2.1).

- Contracts were negotiated between WGML and eastern Canadian distributors (section 2.2).

- There were provincial utility board decisions on those contracts (section 2.3).

- The National Energy Board issued decisions which

  - opened access to federally-regulated natural gas pipelines,

  - provided fair treatment for all shippers,

  - related to queuing arrangements for future available capacity, and

  - will permit self-displacement by distributors (section 2.4).

- Canadians continued to have natural gas available at prices and under terms and conditions generally comparable to those for our export customers (section 2.5).

Our conclusions on the extent of the progress made toward a competitive market, and generally on the structure and functioning of the domestic natural gas market are contained in section 2.6.

2.1 Producer Province Regulation

This section briefly reviews regulation by the producing provinces of Alberta, Saskatchewan and British Columbia. Additional information is provided in Appendix 2.

Each of the producing provinces requires shippers or producers to obtain provincial approval before gas is removed from the province for sale to out-of-province users. However, the criteria for granting of removal permits differ amongst the three provinces, as outlined below.

Alberta

Alberta's removal permit policy continues to be characterized by a physical surplus determination procedure and continues to take into consideration the end use markets in other provinces. In 1988, Alberta commenced a review of its policy on removal permits. At the time of writing, this review was in progress.

Alberta's view is that the natural gas needs of residential, commercial and small industrial customers (what it defines as "core" market customers) require the protection afforded by LDCs purchasing gas from producers under long-term contracts. Accordingly, Alberta's surplus test is designed to protect 15 years of "core" market requirements within the province. The surplus is determined by deducting from Alberta reserves, 15 years of Alberta "core" market requirements, volumes underlying approved removal permits, contracted volumes within Alberta and anticipated transportation fuel and shrinkage.[1]

Alberta does not grant removal permits for direct sales to what it considers to be "core" market customers in other provinces. Industrial customers in other provinces can purchase Alberta gas directly only if requirements at each end use location are at least 35 000 gigajoules per year. Under this provision, direct purchasers cannot aggregate the requirements of several plants. As a result, small industrial and commercial end users continue to be constrained in their ability to make direct purchases of Alberta gas.

Alberta had required, as a condition for granting of a removal permit, that a sale to a distributor in eastern Canada not displace Alberta gas that would otherwise be sold under existing sales contracts with WGML. However, the terms of contracts renegotiated in 1988 between WGML and the LDCs east of Saskatchewan constrain distributors from displacing WGML volumes. As a result,

1. *Gas Supply Protection for Alberta, Policies and Procedures*, ERCB Report 87-A, March 1987.

Alberta's prohibition against self-displacement was in its view no longer necessary and was removed by the province in January 1989.

Alberta does not use a price test as a criterion for granting removal permits. Because contractual terms are often confidential, applicants for removal permits are required to provide to the Alberta Energy Resources Conservation Board ("ERCB") a general description of the terms of the marketing arrangements, to permit the ERCB to determine whether the proposed sale is in Alberta's public interest. The Minister of Energy may require additional information, which is kept confidential.

Alberta's royalty system does, however, continue to protect the provincial royalty share against erosion from discount sales. Alberta royalties are calculated at the greater of the actual selling price of the gas, or at 80 percent of the Alberta average market price ("AMP"), published monthly by the Province.

A further effect of the current Alberta royalty system is to continue to discourage direct sales of non-system gas priced below 80 percent of the Alberta AMP. Alberta gas royalties are calculated on a contract basis. If a producer were to sell gas under a contract with a direct purchaser at fieldgate prices below 80 percent of the AMP, Crown royalties on the gas would be calculated at 80 percent of the AMP. By contrast, if a sale at a similar price were made indirectly, through a gas aggregator purchasing gas from producers under a netback contract, Crown royalties on the sale could be lower. This is because they are calculated at the average price for gas sold under the aggregator's contract, and low prices for some sales can be averaged with higher prices from other sales. This system therefore favours larger aggregators with greater flexibility to roll in lower-priced sales with higher-priced sales.

Gas royalties in Alberta, with the exception of those on gas from wells producing at very low volumes, depend only on gas prices. At current fieldgate prices, Alberta royalties average 35 percent of field prices for "old" gas (gas from pools that were on production prior to 1974), and about 25 percent for "new" gas (gas from pools not produced until after 1973).

Under the Take or Pay Cost Sharing Act, Alberta maintained TOPGAS carrying charges at an average of about 10 cents per gigajoule until 1 November 1989 when it was changed to 7 cents per gigajoule.[1] The effect of the TOPGAS arrangements is to make system and non-system gas in Alberta closer in cost than they would be if all TOPGAS charges were borne by system gas. Further, the cost of all Alberta gas is affected relative to the costs of B.C. and Saskatchewan gas. The outstanding TOPGAS balance at the end of 1988 was $1.5 billion.

Saskatchewan

Saskatchewan's natural gas removal permit policies remain less restrictive than those of Alberta and have not changed significantly over the past year.

Saskatchewan has a surplus calculation similar to that of Alberta. However, Saskatchewan's "core" market customers are not required to purchase gas from LDCs. To determine surplus for removal permits, the needs of "core" market customers purchasing gas directly are protected only to the extent of their contracted volumes.

1. In 1982 and 1983 TOPGAS and TOPGAS II, bank consortia, advanced a total of $2.7 billion to TransCanada's gas producers for gas that TransCanada could not sell, but nevertheless was obligated to pay for. The advances are scheduled to be repaid by the end of February, 1994. In 1986, the National Energy Board recommended that most Alberta gas sales to eastern Canada should contribute to the payment of TOPGAS carrying charges. Gas sold under transportation contracts in place by 31 October 1985 was excluded. The Board suggested that the charge for gas not part of the TOPGAS arrangements be 10 cents per gigajoule in the 1986/1987 contract year, 9 cents in the following year, and 8 cents in the 1988/1989 contract year. Subsequent to the Board recommendation, Alberta enacted the Take or Pay Cost Sharing Act.

Unlike Alberta, Saskatchewan grants removal permits for direct sales to "core" market customers in other provinces. This has resulted in increased sales of Saskatchewan gas in eastern Canada.

Saskatchewan has a price test as a criterion for granting removal permits. The price at which gas is sold out of the province must not be less than the price for comparable sales within the province.

Until 1987, provincial regulation kept prices of gas produced in Saskatchewan at very low levels. With deregulation of gas markets, Saskatchewan has permitted markets to determine prices for gas produced in the province. Gas royalties depend on well production and on market prices. The royalty for "new" gas (gas from pools not produced until after September 1976), is somewhat lower than that for "old" gas (gas from pools produced before October 1976).

British Columbia

Like Alberta and Saskatchewan, British Columbia considers the needs of its "core" market customers when granting removal permits. The province protects requirements of "core" market customers purchasing gas from LDCs for 15 years in the surplus calculations. "Core" market customers may also purchase gas directly from producers. The requirements of such customers are protected only for the length and volumes of their gas purchase contracts.

The province will grant removal permits for direct sales to "core" market customers in other provinces, but access to transportation has limited the extent of such sales. Prior to 1989, with the exception of gas from one area near the Alberta border which was being processed in Alberta, British Columbia gas could be shipped east of Alberta only through displacement. This means that British Columbia gas is sold to a party in Alberta, who then redirects its shipments of Alberta gas from British Columbia to another market. However, these sales require Alberta removal permits and Alberta collects the TOPGAS carrying charges. These provisions affect the competitiveness of B.C. gas in markets east of Alberta. With completion of new facilities, it became possible to ship some British Columbia gas through the NOVA system in Alberta.

British Columbia also has a price test for its energy removal certificates (removal permits). The price at which gas is sold to out-of-province end users must not be less than the price for comparable sales within the province. The B.C. procedure was under review at the time of writing.

Since June 1988, British Columbia gas royalties depend only on wellhead prices. The minimum royalty rate is 15 percent of wellhead revenue for non-associated gas, and 8 percent for other gas. At current price levels, producer royalties are near the minimum rates.

Summary

In summary, there have been few significant changes in the regulation of gas markets by producing provinces over the past year.

Although Alberta has undertaken a review of its removal permit policy, changes have not yet been adopted. The current removal permit policy remains discriminatory and there is ongoing concern by the province about the erosion of gas prices and gas royalty revenues due to price competition from direct sales.

Saskatchewan continues to establish an increasing market presence in eastern Canada, largely due to its less restrictive removal permit policy.

Completion of new facilities connecting production to eastern Canadian markets, combined with its relatively more flexible removal permit policy, will make British Columbia a more active competitor in the interprovincial direct sales market.

2.2 Gas Purchase Contracting Practices

There was a fundamental change in the commercial arrangements governing domestic natural gas sales with the letter agreements of October and November 1988 and the subsequent contracts signed between WGML and distributors in Quebec, Ontario and Manitoba.[1] Up to that time, TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") sold to distributors gas and transportation services together in "bundled" contracts. The 1988 letter agreements and subsequent contracts provided for WGML to sell gas to the distributors just east of the Alberta/Saskatchewan border and for the distributors to be the shippers on the TransCanada pipeline system under 15-year transportation contracts between the distributors and TransCanada. The new contracts replaced the previous contracts which were to have expired by 1994.

Except for the Greater Winnipeg Gas Company ("GWG") and ICG Utilities (Manitoba) Ltd. ("ICG (MAN)") (see Appendix 4), this separated, or unbundled, the gas sales from the transportation contract. Although the details of these agreements differ somewhat from distributor to distributor (see Appendix 4), the general structure of their other provisions is similar:

- gas sales are divided into one block (termed "Block B") for that portion of the industrial market which is purchasing System Gas Resales ("SGRs"), and one block (termed "Block A") for other customers (referred to as the "core" market);
- the contracts are for up to 15 years for "core" market gas and up to 5 years for industrial market gas;
- only limited distributor self-displacement of "core" market volumes is provided for;
- the volume entitlements for both the "core" and industrial markets may be reduced by the distributor as a result of direct sale displacements by end users; and
- if a distributor's purchases of gas for the "core" market decline by a specified amount, WGML can terminate the contract.[2]

The natural gas prices in these agreements are discussed in section 2.5 and the public utility boards' decisions are summarized in section 2.3.

The importance of these agreements is that they are the first long-term contracts negotiated between WGML/TransCanada (the major holder of reserves under contract in Western Canada) and the major eastern Canadian distributors since the introduction of the policy of market-sensitive pricing in 1985. The merchant and transportation functions of TransCanada have been unbundled through these agreements; the distributors are now the shippers of most of the gas moving to domestic markets on the TransCanada system.

2.3 Regulation in Consuming Provinces

This section reviews developments in those provinces which consume more natural gas than they produce (Quebec, Ontario and Manitoba), including policy changes and regulatory decisions affecting the structure and functioning of provincial gas markets.

Quebec

In June 1988 the tribunal regulating energy in Quebec (the Régie de l'électricité et du gaz) was replaced by the Régie du gaz naturel (the "Régie"). The new Régie is a successor to the previous tribunal in that, in respect of gas, it has taken on the same rights and obligations as the previous tribu-

1. The letter agreement with GMi was signed in October; with ICG (ONT) on 11 October, with Consumers Gas on 12 October and amended on 12 December, with Union on 25 November, with ICG (MAN) and GWG on 7 October.
2. This clause is sometimes referred to as the "silver bullet".

nal had, and it assumed responsibility for continuing matters before the previous tribunal. Decisions of the previous tribunal also continued to be in force.

The Régie regulates gas distribution in Quebec. Gaz Métropolitain, inc. ("GMi") is the predominant distributor, accounting for some 95 percent of the total volume of gas sold in Quebec. The other, smaller distributor is Gazifère, inc, a wholly-owned subsidiary of The Consumers' Gas Company Ltd., which distributes gas in Hull, Quebec.

To distribute natural gas in Quebec, a company must hold exclusive distribution rights which are conferred by the government for up to 30 years after obtaining the advice of the Régie. These convey exclusive rights within a territory to transmit and deliver gas, but not exclusive rights to purchase, sell or store it.

In addition to being obliged to supply and deliver gas on request to customers in its franchise area, a distributor must also, at the request of consumers or brokers, receive, transmit and deliver gas purchased from a third party by a consumer for his own consumption. However, section 54 of its Act[1] provides that the Régie may, at the request of a consumer or a distributor, exempt a distributor from complying with a request to transport direct-purchased gas where the Régie is of the opinion that:

(i) it would be detrimental to the profitability or efficient operation of the distributor,

(ii) the public interest so requires,

(iii) the costs of the requested service would not be borne by the consumer, or

(iv) the security of supply of another consumer is likely to be endangered.

Section 54 also provides that where natural gas is used mainly for space heating or domestic purposes, the Régie may exempt a distributor from the obligation to provide transportation service if it is of the opinion that the security of supply offered under the conditions agreed upon between the consumer and the third party, taking into account the consumer's specific requirements and the availability of gas, is not comparable to that offered by a distributor.

Industrial gas sales, which are the primary market for direct sales, constitute some 60 percent of end use gas demand in Quebec. This has led distributors in Quebec to market buy/sell arrangements aggressively. The result of the provisions of the 1988 Act and the aggressive marketing of Quebec distributors has been that almost all direct sales to Quebec gas users have been through buy/sell arrangements at the Alberta/Saskatchewan border with Quebec distributors.

Because of the specifics of the tariff set by the Régie, in Quebec gas supply competition exists mainly via buy/sell agreements with Quebec distributors, and it remains impractical for brokers or marketers to arrange for delivery to the end user. This contrasts with the situation in Ontario where end users have the choice of buy/sells with the distributor or having their broker or gas marketer make all transportation arrangements.

Section 34 of the 1988 Act provides that the rates and other conditions of a distributor's tariff applicable to a consumer or class of consumers must reflect the actual cost of gas acquisition or any other condition of supply granted to a distributor in consideration of the consumption by such consumer or class of consumers. This provision addresses the benefits from gas price discounts obtained by the distributor.

Such discounts are not without controversy. GMi successfully argued, against the opposition of intervenors, that the Régie should keep confidential the details of a market fund provided to GMi by its suppliers primarily for the provision of discounts to the industrial market.[2] Intervenors feared this would allow GMi to maintain its domination

1. An Act Respecting The Régie Du Gaz Naturel, SQ 1988, c 23.
2. The market fund may also be used by GMi for the development of the "core" market through grants for equipment installation.

of sales to the Quebec market, and would allow its current three suppliers (WGML, Pan-Alberta Gas Limited and SOQUIP) to maintain their position as GMi's only suppliers. The Régie in its decision[1] allowed GMi to administer this fund for the first two years of the contracts and to provide the details of its administration to the Régie on a confidential basis.

The Régie also approved rates flowing from GMi's supply contracts (the details of which are summarized in sections 2.2 and 2.5) for the first two contract years (i.e. to 31 October 1990).

It also reiterated an earlier decision that groups of consumers be permitted access to transportation service and buy/sells. In so doing, it expressed the view that a completely free market would not be realized while Alberta maintains restrictions on its provincial removal permits.

Ontario

In Ontario, the major occurrence during the last year was the decision in April 1989 of the Ontario Energy Board ("OEB") on contracts between WGML and Ontario distributors - The Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers Gas"), ICG Utilities (Ontario) Ltd. ("ICG (ONT)"), and Union Gas Limited ("Union").[2]

The OEB decided that approval of the WGML/distributor agreements and contracts, in whole or in regard to any individual clauses in them, was beyond its jurisdiction. Its decisions therefore dealt only with the gas cost consequences arising from the agreements, which limited its findings to the first two years of the agreements, since that was the only period for which gas costs were known.

The OEB found that the distributors had justified the negotiated prices for the first two years of the 1988 agreements as being reasonable under the prevailing circumstances, and, accordingly, it accepted the gas cost consequences for ratemaking purposes.

In coming to its decision, the OEB noted a number of constraints to the development of a competitive market for natural gas, including:

- the distributors were prevented from self-displacing volumes supplied under long-term contracts that were in force on October 31, 1985;
- the Alberta Government's removal permit policies prevented direct purchase volumes of gas from leaving Alberta if those volumes were destined for a customer or customers in the "core" market, as defined by Alberta, or were less than a certain annual quantity;
- transportation capacity from the wellhead to the delivery points in Ontario, including the NOVA, TransGas and TransCanada systems, had become almost fully utilized, which reduced flexibility for direct purchase;
- WGML was effectively the only possible source of supply since
  - the pricing terms in existing contracts were to terminate as of 31 October 1988, and the LDCs were under pressure to ensure that gas continued to flow,
  - the volumes being negotiated were large,
  - all major producers are under contract to WGML and were not prepared to bid on a direct sale to Ontario distributors; and
  - the volumes available from Saskatchewan, or from independent producers in Alberta, were insufficient to meet the needs of the Ontario distributors.

1. Decision D-89-24, dated 6 September 1989.
2. These decisions of the OEB are numbered E.B.R.O. 452-3, 456-4, and 440-2, respectively. The provisions of the agreements are described in sections 2.2 and 2.5, and in Appendix 4.

As a result, the OEB concluded that it could not determine a competitive price, and, instead, based its decision on an assessment of the then-current circumstances, the negotiating process, and the results obtained. In reaching its decision the OEB gave particular weight to the following facts:

- WGML was the only supplier capable of meeting the requirements of the distributors;
- the gas costs appeared to be the result of aggressive negotiations between the parties;
- the 1988 agreements contained significant changes that reflected the commercial interests of both WGML and the distributors, which suggested the negotiating process had been effective;
- the 1988 agreements contained several features that will further the development of the competitive market in Ontario, such as the separate transportation contract;
- the partial decontracting provisions of the 1988 agreements represented a move by the distributors towards a balanced portfolio of gas supply;
- customers buying from the distributors ("sales customers") may move to direct purchase without imposing a cost on remaining sales customers; and
- the 1988 agreements provided the potential for a long-term secure supply for those remaining as sales customers.

The OEB also noted the changing role of the Ontario distributors from marketers to what it termed "facilitators", and from the only supplier to "the supplier of last resort". It found it appropriate that in this new role distributors should offer the highest quality service backed by the most secure supplies, which would also normally command the highest price.

The OEB was encouraged that several of the market constraints had since been, or were in the process of being, removed. In its view, the 1988 agreements represented a further step in the transition to a competitive marketplace for natural gas in Canada. However, it noted that the constraints imposed by the Alberta Government's removal permit policies would continue to impede the development of the competitive market, would prevent certain customers, who might be prepared to enter into contracts for independent supplies from so doing, and might also impact on the ability of distributors to diversify to balanced portfolios of long-, medium- and short-term supplies. The OEB expressed the hope that the findings in its decision would prompt the Alberta Government to review its policies and, in the spirit of the October 1985 Agreement, to relax or remove its restrictions on gas removal from the province.

With regard to System Gas Resales, the OEB expressed a concern that SGR arrangements might embody a cross-subsidization[1] of those holding such arrangements by other rate payers.

The OEB also re-examined the issue of the price at which distributors purchase gas under buy/sell agreements, and directed the distributors to use a weighted average cost of gas (termed the "WACOG") of all firm gas purchases to determine the cost of gas under buy/sell arrangements, instead of the higher price which would have resulted from the previous method of determining this price.

By-pass pipelines

In December 1986, the Board determined that it had jurisdiction over, and approved the construction of, a short pipeline from the Cyanamid Canada Inc. plant at Welland, Ontario to the TransCanada pipe-

1. This would occur if the lower commodity prices being paid by industrial users led the price to other gas users to be higher than they would otherwise be.

line, which would by-pass the facilities of Consumers Gas.[1] The pipeline was to be constructed by Cyanamid Canada Pipeline Inc. ("Cyanamid").

In view of a judgment in March 1987 of the Divisional Court of the Supreme Court of Ontario, which had confirmed the exclusive jurisdiction of the Ontario Energy Board over by-pass pipelines in Ontario such as Cyanamid's proposed facilities, Cyanamid applied in April 1987 to the Board requesting that the question of jurisdiction be referred to the Federal Court of Appeal to confirm federal jurisdiction over its proposed facilities.

Also in April 1987, the Lieutenant Governor of Ontario referred the matter of provincial jurisdiction over by-pass facilities to the Court of Appeal of Ontario.

In May 1987, the Board referred the issue of jurisdiction to the Federal Court of Appeal.

In November 1987, the Federal Court of Appeal ruled that the Board did not have jurisdiction over the Cyanamid pipeline. Cyanamid then filed an application with the Supreme Court of Canada for leave to appeal the Federal Court of Appeal's decision.

In February 1988, the Ontario Court of Appeal decided that by-pass pipelines similar to that proposed by Cyanamid fall within provincial jurisdiction.

In April 1988, the Supreme Court of Canada granted Cyanamid leave to appeal the decision of the Federal Court of Appeal. Cyanamid also chose to exercise its right to appeal the decision of the Ontario Court of Appeal to the Supreme Court of Canada.

In September 1989 Cyanamid withdrew its applications to the Supreme Court of Canada appealing the decisions of both the Federal Court of Appeal and the Court of Appeal of Ontario.

With the withdrawal of these appeals, the decision of the two courts of appeal conferring jurisdiction to the provinces over such by-pass pipelines prevails (see below under Manitoba, By-pass pipeline).

Manitoba

On 19 April 1989 the Public Utilities Board of Manitoba ("the Manitoba PUB") issued its decision[2] on an application by GWG and ICG (MAN) for an order approving rates for the sale of natural gas to 31 October 1990, flowing from the new gas supply contracts.[3]

The Manitoba PUB's decision was similar to that of the OEB, described above. It considered that there was no statutory obligation on it to make a finding on the prudency of the contracts and it did not do so. It approved the rates resulting from the agreement, but only to 31 October 1990.

In its decision, the Manitoba PUB attached "great importance" to the linkage of Manitoba's gas price to that of Ontario.

The Manitoba PUB stated that it did not believe that a truly competitive market for "core" users exists because of various constraints.

The Manitoba PUB also announced that it would continue to monitor the situation surrounding SGRs, in the context of an earlier order[4] which required that all persons selling, delivering, purchasing directly, distributing, storing or transmitting gas within Manitoba will require an order of the Manitoba PUB for each and every contract in which they are involved, including TransCanada/WGML when dealing with SGRs, and that it would issue a decision on SGRs at a future date.

---

1. *National Energy Board Reasons for Decision In the Matter of an Application Under Section 49 and Subsection 59(3) of the National Energy Board Act of Cyanamid Canada Pipeline Inc.*, GH-3-86, December 1986.
2. Order No. 73/89
3. The provisions of the contracts are described in sections 2.2 and 2.5, and in Appendix 4.
4. Order No. 113/88

By-pass pipeline

In August 1989, the Manitoba PUB denied an application from Simplot Canada Limited ("SIMPLOT") that it order ICG (MAN) to charge it rates based on the cost of a by-pass pipeline.[1] In its application SIMPLOT indicated its intention, if its application were denied, to apply for approval to construct a by-pass pipeline connecting its facilities with the TransCanada pipeline and by-passing the facilities of ICG (MAN), once the question of jurisdiction then before the Supreme Court of Canada had been decided (see above under Ontario, By-pass pipelines). As of the date of writing, no such application had been filed.

2.4 Transportation on Interprovincial and International Gas Pipelines

Access to, and the terms of transportation on, interprovincial and international natural gas pipelines are critical to competition in gas sales. These pipelines are regulated by the National Energy Board which has issued a number of decisions since October 1988 aimed at ensuring access to transportation under non-discriminatory conditions and at just and reasonable tolls. This section reviews the Board's decisions for:

- Alberta Natural Gas Company Ltd. ("ANG")
- Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ("Foothills")
- TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada")
- Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc. ("TQM")
- Westcoast Energy Inc. ("Westcoast")

and current issues such as the supply information relevant to individual shipper's requests for pipeline transportation service and the information respecting overall supply relevant to TransCanada facilities construction.

ANG

In August 1989, the Board directed Alberta Natural Gas Company Ltd. ("ANG") to review its gas transportation contracts with its shippers with a view to addressing certain shortcomings, including the elimination of discriminatory provisions and the establishment of clear terms of access in a published uniform tariff.[2] The Board further directed ANG to file by 1 November 1989 for its approval a uniform tariff reflecting all transportation services offered by ANG.

The Board referred to the need to provide open access and transportation services on a non-discriminatory basis in accordance with the principles adopted by the Board in decisions in regard to the tolls and tariffs of other natural gas pipeline companies. It noted that after the Board approves ANG's uniform transportation tariff, ANG will be required to identify any differences between the latter and the terms of its executed transportation contracts.

On 31 August 1989 ANG petitioned the Board to reconsider and withdraw its directives. On 10 October 1989 the Board agreed to review its directives and to solicit comments from industry on their merits. At the time of writing the Board was awaiting receipt of these comments.

Foothills

North Canadian Oils Limited ("NCO") applied to the Board in 1988 for an order pursuant to section 71 of the NEB Act requiring Foothills to transport NCO's gas to export markets on its pipeline system in

1. *The Public Utilities Board of Manitoba, Order No. 143/89, Simplot Canada Limited Application for an Order or Orders Approving Cost Based Rates*, 8 August 1989.
2. See letter to ANG dated 3 August 1989. ANG did not use a uniform transportation service tariff; it instead filed as tariffs individual transportation contracts negotiated with shippers or potential shippers.

Saskatchewan commencing 1 November 1989.[1] In its application NCO stated that Foothills had denied its requests for firm service on the grounds that TransCanada had already contracted for all available firm capacity on this system.

In setting down the application for hearing, the Board expanded the scope of the hearing to include issues related to access criteria and queuing procedures on the Foothills system.

The Board found that Foothills had not included its queuing procedures and criteria of acceptance for firm shippers in its tariff. Foothills argued that these were internal policy matters. However, the view of the Board was that these are matters affecting the priority and conditions of access to transportation services and are therefore tariff and traffic matters which fall within the Board's jurisdiction under Part IV of the NEB Act.

In its decision dated May 1989[2], the Board set out principles and procedures related to access to transportation services on the Foothills pipeline, including:

- the queuing for firm service,
- the criteria for accepting prospective shippers into the queue, including additional information which may be required - such as that relating to long-term markets and supply - in cases where new facilities are required,
- the rights and obligations of prospective shippers in the queue, including the provision by shippers of a 70-day letter of credit on request, and
- the right of existing shippers to renew their transportation contracts.

The Board ordered Foothills to file an amended tariff including these principles and procedures by 31 August 1989 for the consideration of the Board.

This filing was to include Foothills' proposals:

(i) for the initial term required for renewal rights and the period of notice required of a shipper in exercising such rights, and

(ii) for the minimum term for firm service necessary to ensure financing and to protect the integrity of the pipeline system where an expansion of the pipeline system is required.

At the time of writing, Foothills' proposals had been approved on an interim basis, pending final disposition. As a result, access to Foothills is now available to all shippers on a known and equitable basis.

TransCanada

As explained in the October 1988 Report[3], the Board's hearings on TransCanada's tolls since the introduction of direct sales in the interprovincial market on 1 November 1986 have focussed upon the terms and conditions of access to the TransCanada system. In order for direct sales of non-system gas to

---

1. Sections 71(2) and 71(3) of the NEB Act provide as follows:
   71(2) "The Board may, by order, on such terms and conditions as it may specify in the order, require a company operating a pipeline for the transmission of gas to receive, transport and deliver gas offered by a person for transmission by means of the pipeline."
   71(3) "The Board may, if it considers it necessary or desirable to do so in the public interest, require a company operating a pipeline for the transmission of oil or for the transmission of gas to provide adequate and suitable facilities for the receiving, transmission and delivering of oil or gas, as the case may be, offered for transmission by means of its pipeline and adequate and suitable facilities for the storage of oil or gas and the junction of its pipeline with other facilities for the transmission of oil or the transmission of gas, if the Board finds that no undue burden will be placed on the company thereby."
2. *National Energy Board Reasons for Decision North Canadian Oils Limited Applications to Orders Requiring Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. to Transport Gas and Provide Facilities for the Transportation of Gas for North Canadian Oils Limited, MH-2-88*, May, 1989. The Board's decision on NCO's application, ordering Foothills to transport NCO's gas, was issued earlier, on 10 April 1989.
3. Pages 22 to 24.

compete with system gas sales in central and eastern Canada, access to the TransCanada system must be available to all shippers on similar terms and conditions.

Further progress in this regard has been made in the past year. In 1988 and 1989 the Board held a hearing on TransCanada's tolls in two phases.

Phase I dealt with toll design and tariff issues including:

- self-displacement by distributors,
- the Board's operating demand methodology, and
- availability of service and related tariff matters.

The Board's decision on Phase I, dated November 1988, was released in January 1989.[1]

With regard to *self-displacement by distributors*, in a May 1986 decision[2] the Board had not allowed distributors to displace volumes they had already contracted with TransCanada. The Board had confirmed its prohibition against self-displacement in a May 1987 decision on TransCanada's tolls[3], in a September 1987 decision on an application from Manitoba Oil and Gas Corporation[4], and in a November 1987 decision on Westcoast's tolls[5].

In its November 1988 decision, the Board decided that, considering the progress which had been made towards achieving a market-sensitive pricing regime, it was no longer desirable to continue its prohibition against distributor self-displacement. In order to allow a notice period for a fair and orderly transition, the Board announced that its policy prohibiting self-displacement would be rescinded effective 1 November 1989.

The Board had introduced its *operating demand methodology* in its May 1986 and May 1987 TransCanada decisions. This methodology reduced distributors' obligations to pay TransCanada demand charges under the CD toll schedule[6] by amounts equivalent to the direct purchases which were displacing their sales. This enabled new direct purchases to proceed without requiring either the distributor or the end-user to pay a duplicate demand charge for gas it no longer required as a result of direct purchases. In its November 1988 decision, the Board extended the operating demand methodology to Annual Contract Quantity ("ACQ") service[7] by allowing an identical transportation service (which later became called Firm Service Tendered ("FST")) to displace the ACQ sales service. This was important for Union, as essentially all its committments under the CD toll schedule had been eliminated under the operating demand methodology. With further direct purchases, Union could now reduce its obligations under its FST service.

---

1. *National Energy Board Reasons for Decision TransCanada PipeLines Limited Application Dated 5 February 1988 for Tolls, RH-1-88, Phase I*, November, 1988.
2. *National Energy Board Reasons for Decision in the Matter of TransCanada PipeLines Limited Availability of Service*, May, 1986.
3. *NEB Reasons for Decisions, TransCanada PipeLines Limited Application dated 14 July 1986, for new tolls effective 1 January 1987, RH-3-86*, May, 1987.
4. *NEB Reasons for Decision Manitoba Oil and Gas Corporation Application dated 25 May 1987, as Amended, for Orders Directing TransCanada PipeLines Limited to Receive, Transport and Deliver Natural Gas and Fixing Tolls, MH-1-87*, September, 1987.
5. *NEB Reasons for Decision Westcoast Transmission Limited Application dated 19 December 1986 for new tolls effective 1 January 1987 and 1 January 1988, RH-2-87*, November, 1987.
6. The CD toll schedule relates to contract demand service, a firm (non-interruptible) service which provides gas up to a specific maximum daily quantity. The buyer must pay a monthly demand charge regardless of the volumes taken and a commodity charge for the volumes actually taken. This sales service has since been replaced by the Firm Service (FS) transportation service.
7. Annual Contract Quantity (ACQ) Service is a sales service which usually provides for an annual quantity of gas to be deliverable 40 percent in winter and 60 percent in summer, with various curtailment provisions. This allows the transmission company to use its facilities more efficiently. ACQ service is normally used by customers who have suitable storage facilities.

The Board also discontinued the practice of prorating displacement-related reductions in a distributor's purchases between all long-term sales and long-term transportation services. This left the distributor with more flexibility to make its gas purchasing decisions.

The Board took other decisions in November 1988 which enhanced the *availability of and equity of access to transportation services*:

(i) The Board directed TransCanada to remove from its tariff the provision that required shippers to obtain provincial removal authorization and to have gas supply assurances for the full volume and the full term of the proposed transportation service before being eligible to receive service. However, TransCanada may still satisfy itself that a valid provincial removal authorization is in place when removal begins and to confirm that it is in place at reasonable intervals thereafter. (This did not change the evidence on gas supply required by the Board in regard to facilities applications - see discussion below re GHW-3-89.)

(ii) In its May 1987 decision, the Board had granted firm transportation shippers[1] the option of providing their own compressor fuel and almost all shippers had subsequently elected to do so. The Board's November 1988 decision included consideration of several proposed refinements respecting the provision of fuel by shippers. The effect of the Board's decisions was to continue the option, to extend it to all services, and, where it is exercised, to require shippers to provide fuel according to monthly ratios reflecting the pipeline system's fuel requirements. In this connection, the Board approved administrative arrangements aimed at enabling TransCanada to make the best possible monthly estimates of shippers' fuel requirements.

(iii) The Board directed TransCanada to remove from its tariff all matters related to gas sales and marketing, and to file with the Board by 1 November 1989 an amalgamation of its "Uniform Toll Schedule" and "General Terms and Conditions" into a new tariff (to be called the "TransCanada PipeLines Limited Transportation Tariff"). The Board also directed that no amendment to the Board-approved tariff may be made by a contract which would have the effect of overriding it, unless, and until, TransCanada has specifically sought and received the Board's approval for the amendment. The purpose of this requirement is to ensure that all parties are subject to the same terms and conditions of pipeline service, that these are clearly specified in a publicly available transportation tariff, and that contracts negotiated between private parties may not override any tariff provisions because allowing this could result in discrimination in service.

(iv) The Board directed TransCanada to remove the requirement that users of its Temporary Winter Service (TWS) also hold some other firm transportation service contract.[2] This provided shippers with increased flexibility.

(v) The Board approved tariff amendments which will ensure that for transportation services TransCanada will deliver the same amount of energy (rather than volume of gas) as it received for transportation from the shipper. This amendment takes into account that different sources of gas may have different energy content per unit of volume and will permit the determination of operating demand volumes to be more finely tuned to the appropriate relief required by distributors in respect of displacement gas.

(vi) The Board ended the practice whereby interruptible service shippers would pay for a lower priority of service if a higher

1. Using Firm Service

2. Firm Service (FS), Small General Service (SGS), or Annual Contract Quantity (ACQ)

priority service had been requested but after-the-fact found not to have been required. This change increased the equity of treatment of shippers by ensuring that services requested are provided and paid for. It also prevented reductions, which would otherwise occur, in the contribution of interruptible services to the payment of fixed costs (which contribution keeps other tolls lower than they would otherwise be).

(vii) The Board ended the practice of according domestic interruptible service a higher priority than export interruptible service, on the basis that in a deregulated environment no distinction should be made between interruptible shippers based on the destination of their gas.

(viii) The Board effected a wider range of services from which the needs of shippers can be met, by approving a toll schedule for Storage Transportation Service[1] and directing TransCanada to file a proposed tariff and toll design for Temporary Summer Service[2].

Phase II dealt with the revenue requirement and tolls for the 1988 and 1989 test years and several toll design and tariff matters such as capacity brokering and queuing. The Board's decision on Phase II, dated June 1989, was released in August 1989.[3]

In addition to decisions on TransCanada's rate of return, operating costs, revenue requirements and tolls, the Board made a number of decisions on tariff matters improving access to pipeline transportation on TransCanada and ensuring non-discriminatory access.

Decisions regarding access related to:

- diversion rights,
- the disposition of unused contracted capacity by brokering or assignment,
- the availability of short-term Firm Service Tendered,
- the contract renewal notice period, and
- queuing procedures.

With regard to *diversion rights* (the right to divert gas to other purchasers when it is not needed by the original purchaser), the Board removed conditions from the tariff which:

(i) had restricted shippers which were shipping gas under long-term firm services from diverting gas to non-affiliated shippers; this removed the unjust discrimination which existed between long-term and short-term firm services, since the restriction had previously been removed for the latter;

(ii) had allowed TransCanada not to agree to a diversion to a point upstream of the original delivery point during the period 15 December to 15 March each year; and

(iii) had allowed TransCanada sole discretion in determining whether to allow a diversion.

The Board also decided that all firm service diversions to a point upstream of the original delivery point should continue to be treated as firm service and have the same priority as Storage Transportation Service, since an upstream diversion cannot by its nature be capacity-constrained. Further, the commodity toll and the fuel ratio (used to determine the volume of fuel the shipper must provide to TransCanada) for such diversions are to be those applicable in the delivery area to which the gas is diverted.

For diversions to a point downstream of the original delivery point, the priority will be equivalent to the priority of interruptible transportation service[4], rather than to that of a firm service, because capacity may not be available to transport the gas from the original delivery point to a point further downstream.

1. The toll design for Storage Transportation Service was considered in Phase II of the hearing.
2. The proposals for Temporary Summer Service were deferred to a future hearing.
3. *National Energy Board Reasons for Decision TransCanada PipeLines Limited Application Dated 5 February 1988 for Tolls, RH-1-88, Phase II*, June, 1989.
4. Tier One Interruptible Transportation Service (IS-1).

In addition, the Board required that the deadline for notifying TransCanada of diversions be the same as that for requesting firm service, and required TransCanada to present evidence at its first toll hearing after 1989 to justify both the level of the administrative charge it is making for diversions and its applicability to diversions and assignments of contracted capacity.

In sum, the Board's decisions on diversion should permit short-term and long-term firm transportation service customers greater freedom to divert gas between delivery areas, increasing their flexibility and load factors, and also permit more effective use of any excess pipeline capacity. It also eliminated certain elements of discrimination and provided fair tolls for diversions.

With regard to *the disposition of unused contracted capacity by brokering or assignment*, the Board decided that although it would not implement a general scheme of capacity brokering at that time, it would permit assignments of unused contracted capacity at a discount to be negotiated between shippers; however the NEB-approved toll must continue to be paid to TransCanada. This decision was aimed at enhancing the incentive to maximize system capacity utilization and increasing the flexibility available to shippers to dispose of unused contracted capacity, while not permitting monopoly profits to be extracted through unrestricted brokering of capacity for profit.

At the same time, the Board declined to restrict the term of assignments[1], or to interfere with existing transportation operating agreements between LDCs and WGML which provide for how any excess contracted capacity held by the LDCs would be assigned (see Appendix 4). The Board also decided not to introduce a requirement that renewal of transportation contracts depend on their having been used.[2] The Board felt such a requirement was unnecessary as demand charges provide a financial incentive to utilize or assign contracted capacity, rather than hoarding it.

The Board approved a proposal made by TransCanada that the firm transportation service which allows for different service in summer and winter[3] be offered for any term of not less than one year, and that the right to elect a quantity between 90 percent and 100 percent of the annual contract quantity on 18 months notice not be applicable to contracts of less than three years. This greatly increased the flexibility of this service, which had previously been restricted to long-term contracts.

The Board affirmed the existing tariff provision which requires that six months *notice be given for contract renewal* by firm transportation service[4] shippers.

The Board agreed with concerns expressed by intervenors over the extent to which TransCanada was seeking to exercise discretion over who would have access to transportation service, and therefore the Board rejected proposed *queuing procedures* filed by TransCanada in response to a Board decision in July 1988.[5] These dealt with the conditions for access to the queue of those waiting for existing capacity to become available or new capacity to be built. It directed TransCanada to file a redrafted queuing proposal for inclusion in the tariff. TransCanada was also directed to file draft procedures and additional information it would require to support a facilities application.

1. The Board's May 1987 decision had ordered TransCanada to include an assignment clause in the Transportation and Short-term Transportation toll schedules which would allow these services to be fully assignable, provided *inter alia* that all assignment agreements shall required the assignee to pay the tolls approved by the Board for the assigned services.
2. This is sometimes referred to as the "use it or lose it principle".
3. Firm Service Tendered
4. Firm Service
5. *National Energy Board Reasons For Decision TransCanada PipeLines Limited Applications for Facilities and Approval of Toll Methodology and Related Tariff Matters, GH-2-87*, July, 1988.

The queuing procedures, as envisaged by the Board, involve the following process.[1] Applicants can obtain access to the queue for existing capacity by supplying TransCanada with certain basic information (name, address, volume required, receipt and delivery points, dates of commencement and termination of service) which would be (along with the date of receipt by TransCanada) public (except for address and receipt and delivery points) in order for applicants to know they have been ranked properly by TransCanada, and by stating their intention either to execute a precedent agreement[2] within 60 days of receipt thereof, or to execute a firm service agreement duly proferred by TransCanada.

Where new facilities will be required, a prospective shipper will be required to execute and comply with the terms of a precedent agreement and provide TransCanada with additional information required to support TransCanada's facilities application.[3] All of this additional information would be public.

In the event of a disagreement, the onus is on TransCanada to apply to the Board to have a prospective shipper removed from the queue.

This procedure allows access to the queue for new capacity or for existing capacity that might be released. The Board's decision denied TransCanada the discretion the pipeline company had sought to deny a shipper access to the queue based on TransCanada's own assessment of the "ripeness" of the shipper's project. The decision thus opened access to the queue based on a procedure to be included in the tariff and one preventing discrimination among shippers.

The Board made other decisions in Phase II to ensure non-discrimination. These related to:

- transportation contracts between TransCanada and WGML related to export service,
- unauthorized overrun volumes,
- system gas resales,
- the toll schedule for Firm Service Tendered, and
- pro forma transportation contracts.

The Board decided that the *transportation contracts between TransCanada and WGML related to export service* do not result in any advantages to WGML that are not available to other shippers. However, the Board directed TransCanada to improve the accounting and settlement procedures it employs vis-à-vis its transactions with WGML and to ensure that these settlements are conducted in the same manner as those of arm's-length transactions.

Unauthorized overrun volumes[4] were being charged under the provisions of TransCanada's tariff at the firm transportation service commodity toll which is lower than that paid by shippers who contract and nominate for interruptible service. Further, TransCanada was not imposing penalty charges on the shipment of unauthorized volumes, as it had the right to do. This encouraged some shippers to ship unauthorized overrun volumes intentionally and was unfairly discriminatory to other shippers. The Board accepted a proposal made by TransCanada that the highest priority interruptible (Tier One Interruptible Transportation Service (IS-1)) toll be charged for all unauthorized overrun volumes, rather than the lower toll. In addition, the Board directed TransCanada to file by 1 October 1989 tariff provisions respecting the mandatory application of overrun penalties. These decisions will eliminate the

1. See also letter from the NEB to TransCanada dated 30 October 1989.
2. This is an agreement indicating a prospective shipper's intention to enter into a firm transportation service contract and the conditions which must be satisfied beforehand. Failure to execute a precedent agreement within the 60 days or a firm service agreement would result in that prospective shipper having the right to drop to the end of the queue for the same or a subsequent contract year.
3. Failure to do so would result in the prospective shipper having the right to drop to the end of the queue for the same or a subsequent contract year.
4. Volumes shipped in excess of those contracted.

unfair discrimination, remove discretion by TransCanada as to when penalties charges will be applied, and discourage the intentional taking of unauthorized volumes by shippers.

The Board disagreed with intervenors who claimed that *System Gas Resales* confer a transportation benefit on the parties involved that is not available to other shippers. The Board found that there are no provisions in TransCanada's tariff preventing other brokers or marketers from offering similar arrangements.

The Board approved a *toll schedule for Firm Service Tendered* and indicated that when TransCanada files a redrafted version, as it indicated at the hearing it would, interested parties would be given an opportunity to comment on it.

The Board directed TransCanada to file by 1 November 1989 *pro forma transportation contracts*, and to file copies of all executed transportation contracts beginning 1 November 1989 along with an explanation of any variations in such contracts from the approved tariff. The pro forma contracts will inform shippers of the basic terms of a contract for transportation service, and the requirement to file executed contracts will give effect to the Board's Phase I decision that TransCanada must receive the Board's approval of any contract purporting to amend the Board-approved tariff.

These decisions of the Board were aimed at ensuring no discrimination among shippers on TransCanada.

Information on Gas Supply re TransCanada's Application for Facilities for 1991 and 1992 (GHW-3-89)

The Board decided in July 1989, in ruling on an application by Union Gas Limited[1], to hold a hearing by way of written submissions[2] to examine the information on natural gas supply required to be provided by TransCanada in support of its June 1989 application for facilities for 1991 and 1992.

The Board expected that its decision in this hearing would serve as a guideline for TransCanada in deciding which volumes TransCanada should include in any amended facilities application, and as a guideline to the Board in considering any applications filed under section 71 of the NEB Act for orders requiring TransCanada to construct facilities for any projects which TransCanada had excluded from its facilities application.

The two main areas addressed were:

(i) the project-specific supply information necessary to show whether an individual shipper requesting service for the 1991-92 and 1992-93 contract years had secured, or would be able to secure, adequate natural gas supply to meet its obligations; and

(ii) the overall supply information necessary to show whether there will be adequate supplies of natural gas to ensure the full utilization of the pipeline in the long term and the financial viability of the pipeline as a going concern.

The Board issued its decision on 3 November 1989, with Reasons for Decision to follow later.

The Board decided to provide flexibility with respect to the information to be provided in

1. The application, dated 23 June 1989, was for the Board to order TransCanada to apply for facilities to carry gas for Union. TransCanada had not included provision for certain volumes for Union in its application because Union did not have supplies lined up. The Board denied the application on the basis that while it has jurisdiction to require a pipeline to provide transportation services and facilities, the decision to apply for facilities is a pipeline company's prerogative and cannot be ordered by the Board. However, the Board concluded that there was some uncertainty regarding the Board's criteria as to the information on gas supply required to be provided in support of facilities applications (see letter dated 8 August 1989 from the NEB to Union Gas Limited).
2. The hearing order, GHW-3-89, is dated 8 August 1989.

those cases where an incremental volume represents normal growth in a shipper's existing market. In these cases, TransCanada will have to provide evidence on the shipper's existing gas supply arrangements, the shipper's gas supply acquisition process and the status of supply acquisition.

In those cases where incremental volumes do not result from normal growth in a shipper's existing market, TransCanada will have to continue to provide the detailed evidence that is set out in a Schedule of the Board's Rules of Practice and Procedure.

TransCanada will also have to provide evidence that it has assured itself that there is, or will be, adequate overall natural gas supply to ensure that the pipeline will be sufficiently used in the long term.

TQM

The Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc. ("TQM")[1] pipeline extends from St. Lazare, Quebec (at the end of the TransCanada system, near Montreal) to Quebec City. Since 1 November 1988, TQM neither purchases nor sells any natural gas. TransCanada is charged the entire revenue requirement determined by the NEB to be just and reasonable in respect of transmission services rendered by TQM. These charges are, upon approval of the Board, included in TransCanada's cost of service as a component of "Transmission by Others". Thus, TQM's revenue requirement becomes an integral part of the tolls paid by TransCanada's customers. For this reason, all arrangements for shipments on TQM are made by TransCanada which is the only holder of a service agreement with TQM.

In December 1988, the Board rendered a decision on TQM's tolls for 1989 and 1990.[2] This decision did not deal with any tariff matters beyond reaffirming the use of the fixed-toll[3] method of regulation which has always been used by the Board in setting TQM's tolls. Access to TQM was not at issue since, as explained above, access is arranged by TransCanada and the eastern zone toll provides for the transportation of gas to the Quebec market. Currently the TQM system is utilized at less than 50 percent of its design capacity.

Westcoast

In June and July 1989 the Board held Phase I of a hearing on the tolls and tariffs of the Westcoast Energy Inc. ("Westcoast") pipeline. Phase I considered toll design and tariff matters.

During the course of Phase I the Board announced on 5 July those parts of its Phase I decision[4] dealing with:

- the allocation of capacity becoming available,
- queuing procedures,
- renewal rights, and
- self-displacement.

The Board also considered and decided to modify the order priority proposed by Westcoast for allocating capacity which was to become available on 1 November 1989 as a result of Northwest Pipeline Corporation ("Northwest") having repudiated a service agreement in late 1988 and Westcoast having made an interim allocation which was to expire on 31 October 1989.

The Board approved the holding of an "open season"[5] to allocate this capacity. Capacity already taken up by "ripe deals" (those having both a firm market and a firm supply) as

1. TQM is owned jointly by TransCanada and NOVA.
2. *National Energy Board Reasons for Decision Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc. Application dated 7 July 1988, as amended, for new tolls effective 1 January 1989 and 1 January 1990, RH-2-88*, December, 1988.
3. The fixed-toll method sets tolls which do not vary from month to month with changes in throughput or variances in expenses. Fixed tolls are based on forecasts of costs and throughputs for a test year.
4. *Decision and Preliminary Reasons for Decision Westcoast Energy Inc. Capacity Allocation and Self-Displacement, RH-1-89, Phase I A*, July, 1989.
5. A pre-determined time period to commence no later than 31 July 1989 during which applications for the available capacity would be received.

of 5 July 1989 would not be available for the open season.

The following are the approved allocation priorities, in descending order:

(i) those shippers who held some of the capacity formerly held by Northwest and who could demonstrate either a firm market or a firm supply by the end of the open season,
(ii) new shippers who could demonstrate a ripe deal by the end of the open season,
(iii) new shippers demonstrating either firm supply or a firm market; and
(iv) to the extent that capacity was still available, other shippers with neither a firm supply nor firm market, who would be limited to a one-year contract.

Within each of the above categories, priority would go to those shippers requesting the longer term.

The Board also considered the allocation of capacity becoming available on 1 November 1991 upon the expiry of contracts for the sales by Westcoast of British Columbia Petroleum Corporation ("BCPC") gas to BC Gas Inc. ("BC Gas") and Inland Natural Gas Co. Ltd. ("Inland"). The Board accepted a proposal to reserve the capacity, until 1 May 1991, for ripe deals serving the B.C. "core" market. For any remaining capacity at that date, BC Gas and Inland would be given priority up to a maximum of their operating demand ("OD") volumes at that time. Any remaining capacity would be allocated to the existing queue.

To ensure fair and equitable access to system capacity, the Board modified slightly the *queuing procedures*[1] proposed by Westcoast which embodied most of the principles expressed by the Board in its May 1989 decision on North Canadian Oils' application regarding Foothills.

The Board directed Westcoast to incorporate *renewal rights* in its tariff, effective 1 November 1989. These were to provide that all existing firm shippers are entitled to the right to renew upon demonstration of either a firm gas supply or a firm market and providing that notice of renewal is given six months prior to contract expiry.

With regard to *self-displacement* on the Westcoast system, the Board decided to rescind its policy of prohibiting self-displacement effective 1 November 1991, in order to provide sufficient notice to parties and allow time for an orderly transition to market-sensitive pricing in conjunction with non-discriminatory access, taking into account *inter alia* the status of contracts held by BC Gas and Inland which are to expire in October 1991.

On 4 August 1989, the Board issued a second decision[2], denying a proposal by Westcoast to provide service for Vancouver Island at a promotional, discount toll below that paid by other shippers for the first three years of the project in order to allow time for the market to be served by the Vancouver Island Pipeline Project to be "hooked-up" in sufficient quantities to ensure that the resulting load on the pipeline system would make the project economically viable. The Board decided that such a promotional toll would result in an involuntary contribution to the Vancouver Island Project being imposed on other shippers using the Westcoast pipeline system.[3]

1. The procedures are set out in Appendix I to the decision.
2. *Reasons for Decision On The Application For The Promotional Toll For Service to the Vancouver Island Pipeline Project*, attachment to letter from NEB to Westcoast dated 4 August 1989.
3. The Vancouver Island Pipeline Project is designed to provide a pipeline connection between Vancouver Island and the Westcoast pipeline system and, thereby, allow the Vancouver Island market access to natural gas. The construction and operation of the Vancouver Island pipeline will be undertaken by Pacific Coast Energy Corporation ("PCEC"), a company in which Westcoast has a 50 percent equity interest. The project is receiving some $250 million from the federal and provincial governments in the form of either grants or loans. The discount toll would have been worth some $9.6 million in total over the first 3 years of the project. In September 1989 the British Columbia government issued an energy project certificate to PCEC to build the project. It is expected to be in-service in 1991.

In September 1989, the Pacific Coast Energy Corporation and the B.C. Ministry of Energy, Mines and Resources each applied to the Board to review its decision.

On 3 November 1989, the Board decided to deny the applications for review.

2.5 Pricing in Domestic and Export Markets

Price comparisons provide one measure of how well markets are functioning. This section first describes the pricing provisions in the WGML/eastern distributor agreements. It then discusses how domestic and export prices compare. Finally, it examines field-gate prices in British Columbia and Alberta on average for all sales - intra-provincial, interprovincial and export.

WGML/Distributor Agreements

In the WGML/eastern distributor agreements (described in section 2.2), the price of gas to Consumers Gas and ICG (ONT) is fixed at $2.20/GJ for both Block A (for the "core" market) and Block B[1] (for SGRs) gas for the first two years of these contracts; i.e., for the period ending 31 October 1990. However, this price includes a demand component (paid irrespective of the quantity taken)[2] for the Block A gas of 60 cents/GJ (with the remaining $1.60/GJ being a commodity component - a price per unit taken). There is no demand component for the Block B gas. The inclusion of a demand component in the Block A price encourages a high load factor.

The Union agreement provides for some 11 petajoules of the Block A volumes to be priced at $1.45/GJ and for the gas prices to be in effect for 19 months ending 31 October 1990. It also provides for the payment to WGML on any Block A or Block B volumes shipped under FST transportation service, of an additional commodity charge equal to the per unit "upstream differential" if, and when, such a differential is approved by the NEB, in order to compensate suppliers for the relatively less attractive delivery pattern of FST service.

The GWG and ICG (MAN) agreements provide for a charge of $2.20/GJ for the first two years under the bundled service period and for the balance of this period a price equal to the weighted average 100 percent load factor price paid by Ontario distributors to WGML under long-term firm service contracts. For the unbundled service period, the pricing terms are similar to those for Consumers Gas.

The GMi agreements provide for a commodity price of $2.20/GJ for the first two years and for a confidential marketing fund aimed primarily at discounts for the industrial market. They provide for annual negotiations on price from the third year on. The contracts also provide for some form of take or pay clause, as follows:

(i) The contract with SOQUIP provides that GMi must take its pro rata share of volumes from SOQUIP;
(ii) the contract with Pan-Alberta requires that GMi take or pay for 90 percent of the volumes it has under contract for the "core" market, but there is no take or pay provision in respect of volumes for the industrial market; and
(iii) the contract with WGML includes a fixed annual sum payable in regard to volumes destined to the "core" market, but there is no such clause in regard to those for the industrial market.

The price of fuel gas is $1.90/GJ for the first two contract years. In subsequent years the fuel gas price will be equal to the price of Block A gas for Block A fuel gas and the Block B price for the Block B fuel gas for Consumers Gas, and, at its own option, for Union, but for ICG (ONT) it will be equal to the price of Block B gas for all fuel gas. For

1. The $2.20 per gigajoule price is not the effective price to an industrial customer who purchases an SGR, because the SGR arrangement provides the industrial customer with a discount (see Appendix 3).
2. This is a reservation fee for the gas and is distinct from any demand component in the transportation tolls.

GWG/ICG (MAN), the price of fuel gas is equal to the gas commodity price (during the bundled service period) or to the 100 percent load factor price (during the unbundled service period).

For the third and subsequent contract years the demand component will remain at 60 cents/GJ for the Block A gas and there will continue to be no demand component for the Block B gas. The commodity components will be negotiated, and failing agreement or producer or regulatory approval, will be determined through binding arbitration.

Should Consumers Gas, by exercising its option to reduce Block B volumes by up to 25 percent annually after the second contract year, reduce the Block B volume to a level below that of SGRs at that time, WGML may set the price of Block B gas equal to the "buy" price approved by the OEB for Consumers Gas' buy/sell agreements.

In regard to ICG (ONT) and Union Gas, the price of Block B gas in the third and subsequent contract years will be equal to the Block A price at a 100 percent load factor.

The prices for the first two contract years in effect provide residential and commercial customers in the "core" market with lower prices than previously. The previous contract with Ontario distributors provided for gas during the five peak months at $2.48/GJ and during the seven off-peak months at $2.18/GJ, and with Manitoba distributors for $2.21/GJ. However, "core" customers will still be paying considerably more than industrial customers who can avail themselves of SGRs or buy/sell arrangements[1] which provide industrial customers with discounted prices (See Appendix 3). Evidence before the OEB suggested that the $2.20/GJ price negotiated for the "core" market was driven to a large degree by an average Alberta border netback price of $1.85/GJ which was the lowest acceptable to producers. This indicates continuing price streaming between the "core" market (paying $2.20/GJ) and the industrial market which must be paying on average considerably below $1.85/GJ in order for the average netback to producers at the Alberta border to be $1.85/GJ.[2]

The prices in these agreements may not be as low as would have obtained in a more competitive market environment, because they were negotiated over the transition period during which the NEB was prohibiting distributor self-displacement and because of Alberta's policy of not allowing removal permits for gas destined to what Alberta considers to be other provinces' "core" markets. In Quebec, those industrial customers who are able to negotiate lower rates from GMi as a result of a confidentially-administered fund (see section 2.3) will also pay lower commodity gas costs than "core" customers.

Comparison of Domestic and Export Markets

The October 1988 Report observed that one useful indirect measure of the degree of competition in the Canadian market is provided by the extent to which domestic and export sales provide equal per unit revenues when netted back to a common point. Such data is published every six months by the Minister of Energy, Mines and Resources along with an analysis prepared by a committee of the federal, British Columbia, Alberta, and Saskatchewan governments established in accordance with the 31 October 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices. The latest report (entitled *Natural Gas Price Monitoring Report)* was published in September 1989 for the period November 1988 to April 1989.

This report noted the many statistical difficulties in obtaining and comparing such

1. This refers to the cost of gas as a commodity at the Alberta/Saskatchewan border and is separate from the higher transportation or distribution charges which may be justified for "core" customers based on their relative gas demand and annual load factors.
2. If some 60 percent of sales were to the "core" market and 40 percent to the industrial market, an industrial market netback price in the range of $1.30/GJ to $1.35/GJ would yield an average netback of $1.85/GJ.

data in a competitive market having a large number of buyers and sellers and a wide range of contract and pricing conditions. It sets out comparisons for British Columbia and Alberta, of weighted average domestic and export prices for each of long-term firm sales, short-term (less than two years) firm sales, and interruptible sales.[1] The changes in export prices, which are expressed below in Canadian dollars, reflect both changes in the underlying U.S. dollar prices and in the value of the Canadian dollar. On average, the price of Canadian dollars in terms of U.S. dollars was some six percent higher in the period November 1988 to April 1989 than in the corresponding period one year earlier. Had the underlying prices in U.S. dollars not changed, the effect of the appreciation of the Canadian dollar would have been that export prices denominated in Canadian dollars would have declined by some six percent.

For British Columbia gas (see figure 2-1), domestic interruptible prices firmed somewhat over the six-month period to about $1.55/GJ (from $1.43/GJ in the same period one year earlier) and there was little change in firm gas prices which were about $2.05/GJ for long-term firm sales and $1.58/GJ for short-term firm sales. Each category's share of total domestic sales remained stable, with long-term sales making up about 70 percent of total sales. Interruptible export prices increased to $1.59/GJ (from $1.52/GJ in the same period one year earlier) and interruptible sales increased as a result of contractual difficulties between Westcoast and the importing pipeline, Northwest Pipeline. Interruptible sales constituted 75 percent of B.C. exports. Firm export (including both short-term and long-term) volumes declined, but their prices increased to an average of $1.84/GJ. Thus, domestic prices in each category were lower than export prices on average over the period.

For Alberta gas (see figure 2-2), domestic prices for long-term and short-term gas continued to converge. The renegotiated gas contracts between WGML and eastern distributors discussed above featured much lower prices and the prices for gas sold in the intra-Alberta market declined marginally. Long-term firm prices averaged $1.82/GJ (compared to $1.92/GJ in the same period one year earlier), short-term firm prices increased to about $1.45/GJ (compared to $1.36/GJ), and interruptible prices also increased to an average of $1.51/GJ (compared to $1.37/GJ). The report noted that the narrowing spread between long-term and short-term gas prices indicated a more competitive domestic market.

Domestic sales volumes of Alberta gas increased in the firm categories but interruptible sales decreased because of a lack of space for interruptible sales on the TransCanada system.

Export prices for Alberta gas increased to $2.10/GJ (from $2.04/GJ in the same period one year earlier) for long-term firm exports, averaged $1.84/GJ for short-term firm exports[2], and declined slightly to $1.64/GJ (from $1.66/GJ) for interruptible exports.

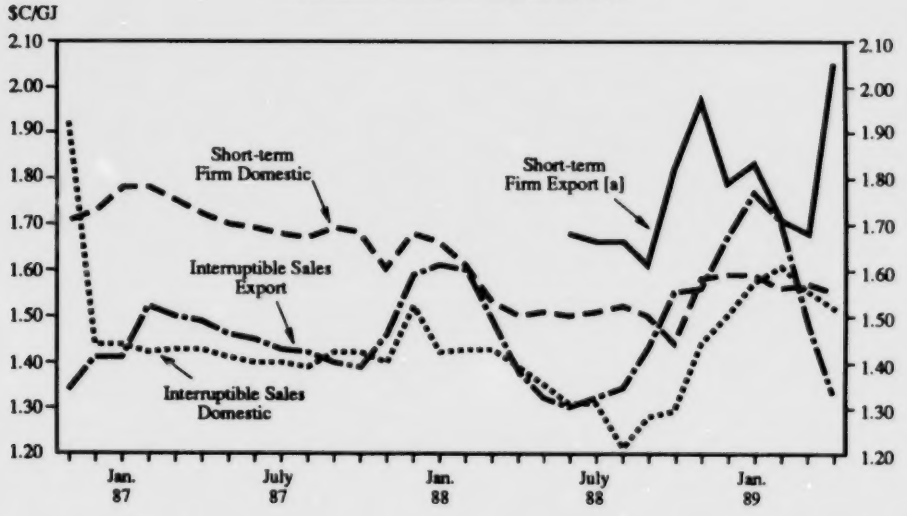
For Alberta gas, domestic prices on average were consistently below export prices in all three categories throughout the six month period, with the exception that for February, March and April prices for interruptible exports were marginally (some 3 to 4 cents per GJ) below domestic prices.

Price movements over the six month period suggested that on average there has been no

1. Saskatchewan was excluded as there were too few exporters to permit confidentiality of the data for individual exporters. For British Columbia, as long-term firm export sales were too small to protect confidentiality, these sales were combined with short-term firm export sales. For Alberta, data for short-term contracts entered into after January each year are included in the long-term category until the following January, causing a statistical anomaly whereby the average price of the long-term category declines during the year and then suddenly rises each January.
2. Data for prices for short-term firm exports for the comparable period one year earlier is confidential because the number of exporters was too few to ensure confidentiality.

Figure 2-1

Average Domestic and Export Prices
British Columbia Border

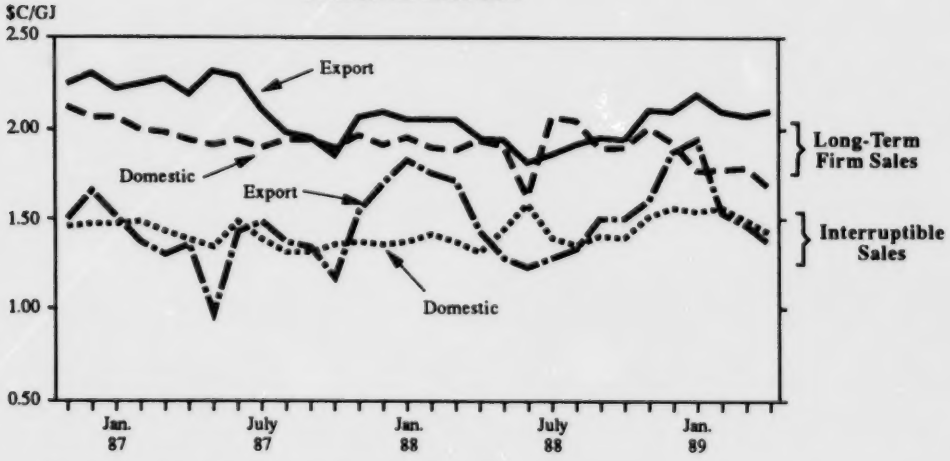


[a] Data prior to June 1988 not available

Source: *Natural Gas Price Monitoring Report*, September 1989

Figure 2-2

Average Domestic and Export Prices
Alberta Border



Source: *Natural Gas Price Monitoring Report*, September 1989

difficulty for Canadian consumers in obtaining gas at prices comparable to those being paid by our export customers.

Fieldgate Prices

Fieldgate prices in Alberta from all sales - intra-provincial, interprovincial and export - are converging, indicating increased competition (figure 2-3). Direct spot sales (generally, interruptible sales under 30-day contracts) exhibit a seasonal pattern with prices generally higher in the winter and lower in the summer. The more sudden drop in spot prices in February and March 1989 than in the same months of 1988 is believed to have resulted from increased competition among suppliers for interruptible sales given the relative scarcity of pipeline capacity for interruptible sales.

Prices for spot sales are generally below those for direct 1-year firm sales, although the spot sales price was very close to (and in one month was even above) that for direct 1-year firm sales in the fall and winter.

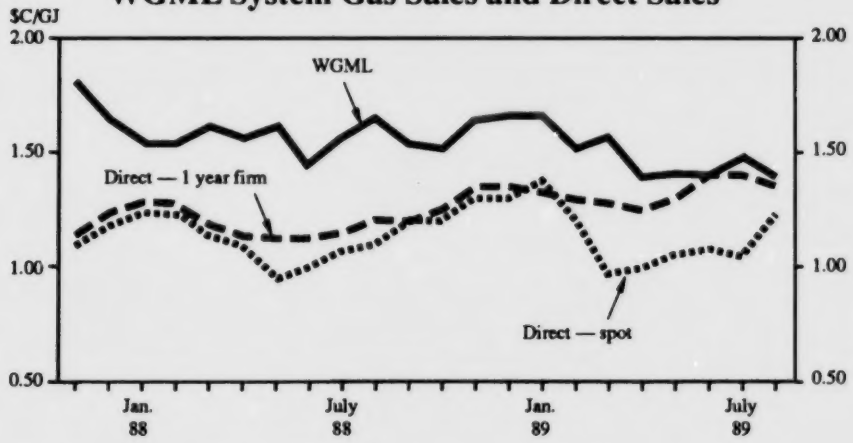
The price of direct 1-year firm sales, which are negotiated to be effective beginning 1 November of each year, firmed over the spring and summer; activity in the market increased as 1 November approached. It exhibited much less seasonal variability than did spot prices. The price of direct 1-year firm gas has trended upward since November 1987.

Fieldgate prices for WGML gas, however, have trended downward since late 1987. The result has been that whereas the WGML price was well above that for direct 1-year firm gas in November 1987, by June 1989 the prices were about equal. This is indicative of the competition occurring between WGML and direct sales.

Available data on fieldgate prices in British Columbia (see figure 2-4) suggest that the price of direct sales on the spot market fell in the first half of 1989 and was well below the price of sales to BCPC.

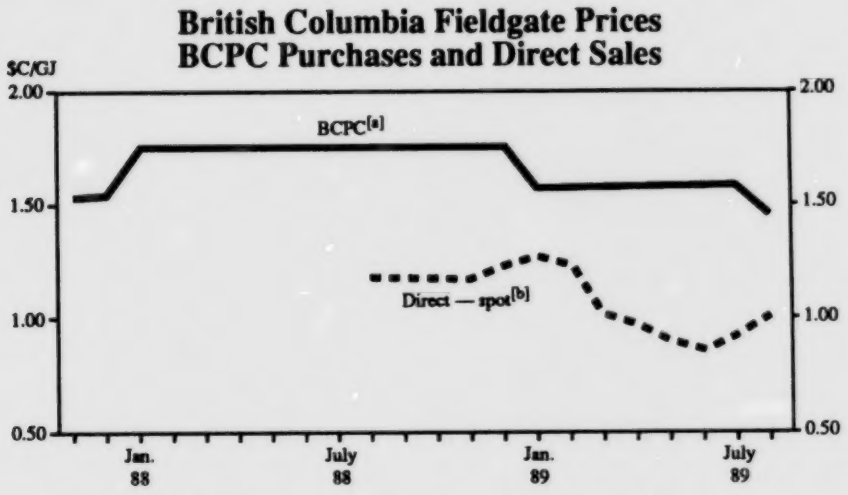
Figure 2-3

Alberta Fieldgate Prices[a]
WGML System Gas Sales and Direct Sales



[a] Data includes both domestic and export sales.
Source: Adapted from *Canadian Gas Focus*, Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary Alberta

Figure 2-4



[a] Data includes both domestic and export sales.
[b] Data is for export sales, but is believed to be representative of domestic sales. Data was unavailable for the period prior to that shown.

Source: Adapted from *Canadian Gas Focus*, Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary Alberta.

2.6 Conclusions on Structure and Functioning of the Domestic Market

Further progress has been made in the past year towards the development of a competitive gas market:

- Sales contracts were negotiated and, with approval of the resultant rates by the public utilities boards, went into force between WGML and eastern distributors. These for the most part unbundled the sales and transportation functions which TransCanada formerly combined, with distributors becoming the shippers on TransCanada. These contracts provided for annually negotiated prices beginning in November 1990, with price arbitration provisions, and for the potential displacement of some "core" market volumes by direct sales.

- British Columbia producers saw increased opportunities to market gas through new pipeline capacity to Alberta, and expect to negotiate directly with end users as well as with distributors on Vancouver Island for gas to be shipped in a new pipeline whose construction was approved by the province.

- Saskatchewan continued to make inroads in sales to eastern Canada and commenced making export sales, thereby providing strong competition to Alberta producers whose netbacks fell somewhat.

- Major progress was made by the NEB in ensuring that access to transportation services on both existing and new capacity on all interprovincial and international pipelines would be available under known, non-discriminatory conditions. The Board also ended its prohibition on distributor self-displacement effective 1 November 1989 on TransCanada and 1 November 1991 on Westcoast.

- The number and volume of direct sales (including buy/sell arrangements and SGRs) continued to increase, indicating healthy competition for gas supplies.

- Domestic prices remained, on average, below export prices for all categories of both British Columbia and Alberta gas, indicating that Canadians are generally having no difficulty in obtaining gas supplies on at least as favourable a basis as export customers.

The main remaining stumbling blocks to a competitive market appear to be:

(i) the Alberta government's policy on removal permits which continues to constrain the ability of some end users to freely enter into direct purchase contracts with Alberta producers; and

(ii) the policy in Quebec which has effectively limited direct sales to buy/sell arrangements with Quebec distributors, limiting the role that gas brokers and marketers can play.

Also, the courts having ruled that jurisdiction over by-pass pipelines is provincial, provincial public utility boards will have to decide on the conditions under which such pipelines will be permitted.

While progress has been made, there are still consumers unable to purchase gas directly or paying higher commodity prices than those being paid by others which do not reflect any difference in the costs of serving them, but rather reflect continued segmentation of the market.

Chapter 3

Canadian Gas Supply, Demand and Prices: Short-term Assessment

This chapter updates the outlook regarding the demand for and supply of Canadian natural gas provided in the October 1988 Report and extends it to 1991.

Section 3-1 begins with a discussion of the framework we used in preparing our short-term demand forecasts, discusses recent developments, presents our demand forecasts by sector and region and the assumptions on which they are based, and compares these with our previous outlook.

Section 3-2 assesses recent developments regarding our export sales and revenues and sets out our forecast of exports by market region.

Section 3-3 examines the outlook for imports.

Section 3-4 begins with a discussion of Canadian gas reserves by pool size, region, geological era, and contractual status. It then examines indicators of recent Canadian exploratory and development activity, including drilling, geophysical, and land sales activities. Our forecasts of reserves and productive capacity are then presented.

Section 3-5 examines the balance between productive capacity and demand.

Section 3-6 provides the conclusions from our assessment of the short-term outlook.

3.1 Domestic Demand

Since the publication of the first *Natural Gas Market Assessment* report in October 1988, the Board has developed a framework specifically oriented to the short-term forecasting of natural gas demand.

The preparation of a short-term forecast involves concerns that are given less weight during the preparation of a long-term outlook. These include the need to:

i) forecast turning points with greater precision;

ii) pay careful attention to anticipated developments in the near term, such as new plant openings and the implementation of new programs; and

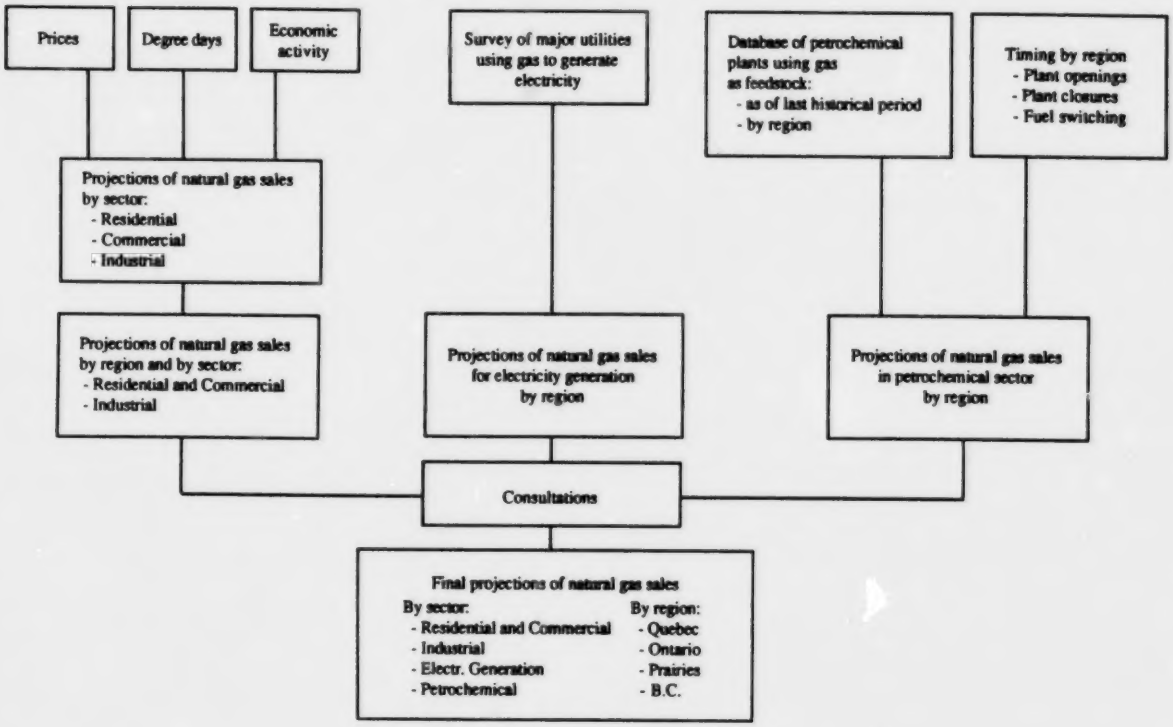
iii) reflect the most recent actual data.

In order to better respond to the specific requirements for preparing a short-term outlook, the Board developed the framework illustrated in Figure 3-1.

The major determinants of short-term demand for gas in the main consuming sectors have been identified as variations in temperature (residential sector), the number of households (residential sector), economic growth (commercial and industrial sectors), and the prices of natural gas and competing fuels. Sectoral gas demand in Canada is disaggregated by region using a regional projection of the major determinants which takes into account recent actual data.

Among the variables mentioned above, for the residential sector, weather and the increase in the number of households are the major determinants of gas demand. In fact, it is difficult to expect large variations in short-term gas demand with changes in prices or income, given that some 80 percent of residential gas demand is for space heating.

Figure 3-1
Short-term Natural Gas Projection Approach



As for commercial sector gas demand, weather and service sector growth are the most important factors. However, because of the relative stability of service sector growth, commercial gas demand will be influenced mainly by variations in temperature.

Industrial gas demand depends mostly on the economic growth of large industrial gas users and the prices of natural gas and heavy fuel oil. These two factors can generate large variations in gas demand in certain regions because of the cyclical nature of industries dominant in these regions and because of the capacity that certain industries have to switch rapidly from one fuel to another in meeting their energy requirements.

In the petrochemical and electricity and steam production sectors, we chose a bottom-up approach in which each plant is identified and specific assumptions are made concerning the expansion and rate of utilization of each plant's capacity.[1] This approach also allows us to make assumptions about the coming on stream of petrochemical plants or new electricity generating facilities.

A very important element in the preparation of sectoral and regional projections of natural gas demand at the Board is the presentation of preliminary projections to the main Canadian gas distributors and the subse-

1. Lack of information made it impossible to develop such an approach with regard to electricity generation and steam production by the industrial sector. Our projections for these are thus based entirely on information received from the Canadian gas distributors whom we consulted.

quent incorporation of their insights. The projections presented below have been modified to reflect the comments of parties whom we consulted.

Recent Developments in Demand

Economic growth, the major determinant of industrial natural gas demand was strong in 1988 and at the beginning of 1989. Total real GDP growth averaged 4.4 percent for 1988, with output gains concentrated in the industrial sector - mining (8.5 percent), manufacturing (5.8 percent) and construction (6.5 percent) - and in some service industries - wholesale and retail trade (5.4 percent) and finance, insurance and real estate (5.1 percent). Indicators for the first half of 1989 show a much slower pace of growth, with declines in housing starts and car sales expected for the remainder of the year.

On a regional basis, declines in agricultural output in 1988 led to weak growth in Manitoba and Saskatchewan, while Quebec, Ontario and British Columbia all benefitted from strength in their manufacturing sectors. Alberta's growth was particularly robust in 1988, though the level of economic activity in the province was still somewhat below its 1985 peak as a result of its not having completely recovered from the sharp decline in oil and gas activity in 1986.

In 1988, Canadian gas demand increased by more than 10 percent. Growth was particularly strong in the petrochemical and electricity and steam production sectors, where demand grew by more than 20 percent. Residential and commercial sector gas demand also increased impressively, although more slowly, at 11 percent; industrial gas demand increased by 6 percent (table 3-1).

Residential natural gas demand is influenced by household growth in natural gas franchise areas and it displays sharp short-run variations reflecting changes in heating degree days. While winter temperatures have generally been warmer than "normal" over the past few years, since 1987 heating-season temperatures (the fourth and first quarters of the year) have declined.

Table 3-1
Canadian Natural Gas Demand by Sector and Region - 1988
(Petajoules)

	Quebec	Ontario	Prairies	British Columbia	Canada
Residential and Commercial	72 (4.1)	409 (13.4)	307 (10.2)	102 (10.1)	890 (11.1)
Industrial [a][b]	124 (3.6)	351 (4.4)	292 (6.6)	80 (18.1)	847 (6.2)
Petrochemical	1 (25.0)	30 (0.8)	138 (36.2)	19 (-3.1)	188 (24.1)
Electricity and Steam Generation	<1 (14.0)	11 (8.7)	53 (22.9)	5 (24.5)	69 (20.6)
Total	197 (3.9)	801 (8.8)	790 (13.3)	206 (12.0)	1994 (10.3)

Note: Data in parentheses indicate percent variations from 1987.
[a] Includes natural gas used as fuel in the petrochemical industry.
[b] Includes transportation sector use of natural gas.

Regionally, the cooling in 1988 has been less sharp in Quebec, the number of heating degree days having increased by only 4.6 percent. In Ontario, the Prairies and British Columbia, the temperatures dropped on average 9.4, 12.6 and 8.6 percent, respectively. Since 1985 the major factor influencing residential energy demand has been temperature, which has varied by more than 15 percent annually in some regions.

Commercial sector output has grown slightly less rapidly than the total economy, at 3.8 and 3.9 percent, respectively, in 1987 and 1988 as compared to 4.0 and 4.4 percent growth for the total economy.

These variations in temperature and the increases in the number of households and in economic activity in the commercial sector resulted in an increase in residential and

commercial gas demand of 4.1 percent in Quebec, 13.4 percent in Ontario, and more than 10 percent in the Prairies and in British Columbia in 1988.

Canadian industrial output grew by 5.4 percent in 1987 and 6.3 percent in 1988. Although oil prices have firmed up since the large decline in 1986, heavy fuel oil still represents an attractive alternative to natural gas use in the industrial sector of Quebec and in certain Ontario markets.

In 1988, industrial gas demand increased in all regions of Canada. The increase was particularly marked in British Columbia at 18 percent, where gas demand in the oil refining sector and by "other manufacturing" industries grew more than 50 percent. In Alberta, gas demand in the mining industry increased by 47 percent in 1988, mainly because of increasing gas use in the production of synthetic crude oil which increased by 11 percent. In other regions, natural gas demand rose sharply in certain industries but declined in others.

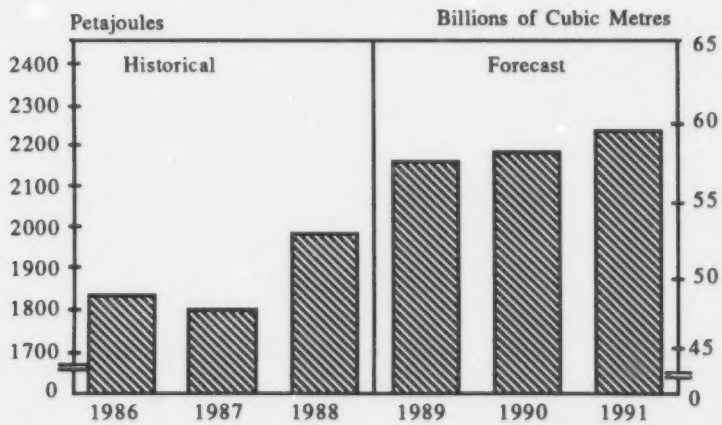
Natural gas is used as a petrochemical feedstock mostly in Ontario and the Prairies, more particularly Alberta. In 1988, most of the increase in Alberta is accounted for by the rise in the production of ammonia at the Cominco plant in Joffre and by the generally increased output of the Alberta petrochemical industry. The quantity of natural gas used to generate electricity and steam is relatively small. Ontario and the Prairies (Alberta) are the largest consumers for this purpose. The increase in natural gas demand for the production of electricity occurred largely because Alberta electrical utilities used more gas in meeting higher provincial electricity demand and because of larger electricity sales to British Columbia.

The Short-term Outlook for Natural Gas Demand

We expect natural gas demand in Canada to increase by 8.5 percent, 1.7 percent and 2.3 percent, respectively, in each of 1989, 1990 and 1991 (figure 3-2).

There are concerns that there could be a slowdown in growth in the short term, given recent declines in car sales and housing starts, uncertainty over the U.S. economic outlook and the impact of Canada's current monetary policy. Non-residential investment has been strong and has steadily recovered from the 1982 recession. Consumer expenditures have until very recently continued to grow slightly faster than disposable incomes, resulting in a decline in personal savings.

Figure 3-2
Canadian Natural Gas Demand



In the macroeconomic outlook underlying this natural gas demand forecast we have assumed that there will be some slowing in output growth in the United States in 1990, to slightly below two percent, with a modestly higher increase in 1991. For Canada, the pattern is similar, with about 1.5 percent real growth in domestic product in 1990 (down from almost 3 percent in 1989) followed by 2.5 percent in 1991. The weakness is centred on the industrial sector, in particular manufacturing, construction and forestry. This reflects slower growth in the U.S., lower housing starts in both Canada and the U.S., weaker consumer expenditures in Canada and an easing in the growth of business non-residential investment.

The Board's macroeconomic outlook, while somewhat more pessimistic for 1990 than that of either the Conference Board or Data Resources, falls well within the range of current views (table 3-2). Despite the slowing of growth expected in 1990, growth could be even slower if, for example, monetary policy caused a sharper retrenchment by consumers and subsequently by investors. Though it is also possible that growth could be stronger than we forecast, resulting perhaps from an easing in monetary policy, or stronger U.S. growth and higher Canadian exports than that underlying our forecast, we currently view the likelihood of this as being rather low.

Table 3-2
Growth in Real Gross Domestic Product Canada
(Percent)

	1989	1990	1991
Conference Board [a]	2.8	1.8	2.0
Data Resources of Canada [b]	2.9	1.9	2.6
Informetrica Ltd [c]	2.8	1.2	2.2
NEB	2.9	1.5	2.6

[a] September 1989
[b] July 1989
[c] October 1989

We have not included any specific assumptions about shifts in expenditure patterns which could occur in late 1990 or early 1991 as a result of considerations surrounding the introduction of the Goods and Services Tax.

The pattern of growth for Quebec, Ontario and Manitoba mirrors that at the national level. For Saskatchewan the assumed recovery of its agricultural sector is a source of greater-than-average growth for 1989 and 1990. Alberta's growth is expected to be somewhat less than the national average, reflecting weak performance by the oil and gas sector. In British Columbia total output grows slightly above the national average in 1989 and 1991, and slightly less in 1990 due to a decline in construction and forestry activity. In all provinces, performance in the service industries is steadier than in goods, a slowdown in growth of industrial output is the source of the 1990 slowdown.

Although there has been continued fluctuation in the world oil price, the general trend since 1988 has been upward from about $US 15 per barrel for West Texas Intermediate ("WTI") at Chicago to a range of $19 to $21 per barrel in recent months. There is still some over-production by OPEC member countries, but this has been offset somewhat by shutdowns and production cuts outside of OPEC. For the next two years we expect world oil prices to remain in the $18 to $20 range.

Natural gas prices in Canada declined slightly in 1988 after falling sharply in 1987. Recent agreements signed between WGML and major eastern local distribution companies provide for generally stable prices through 1990. Competition between natural gas and heavy fuel oil in the industrial sector should continue to restrict increases in industrial gas prices. For this forecast we have assumed that the commodity price of natural gas to each sector remains quite flat in nominal terms through 1991, although there may be some increases in transportation and distribution charges.

Our forecasts of residential and commercial gas demand are based mainly on assumptions regarding variations in temperature, the number of households, and economic activity in the commercial sector.

For 1989, we used data on actual temperatures through June 1989 and we assumed that temperatures would remain normal for the rest of the year. These assumptions imply a cooling of about 2.5 percent relative to 1988. For 1990 and 1991, we assumed that temperatures will be normal, which yielded for these two years a stable index of heating degree days.

Growth in the number of households is assumed to be relatively stable during the three years of forecast, at about 1.6 percent per year. We expect economic growth in the commercial sector to be about 3 percent in 1989 and slow to about 2.2 percent in 1990. In 1991, the real domestic product of the commercial sector increases by 2.5 percent.

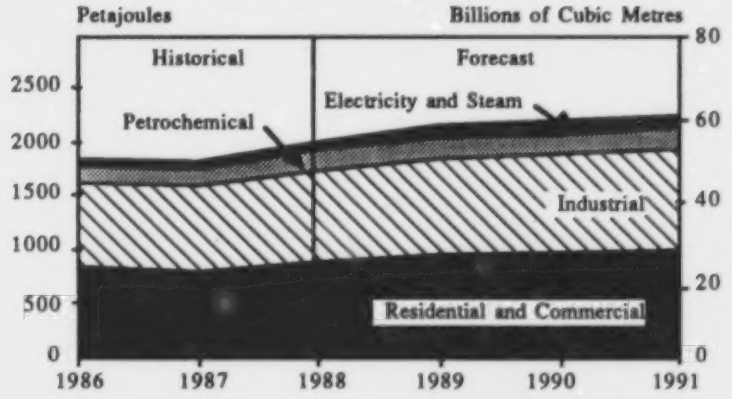
We forecast that residential and commercial gas demand will increase by 7.1, 2.1 and 2.3 percent in 1989, 1990 and 1991, respectively (figure 3-3). Regionally in 1989, the rate of growth in gas demand is not spread evenly, reaching only 3.3 percent in Quebec but 11 percent in the Prairies because the cooling in 1989 is relatively greater in the Prairies than elsewhere in Canada. In 1990 and 1991, residential and commercial gas demand grows more steadily, from a minimum of 1.1 percent in British Columbia to a maximum of 3 percent in Ontario in 1990 (1.6 percent in Quebec and 1.5 percent in the Prairies), and from 1.7 percent in the Prairies to 2.8 percent in Ontario in 1991 (2.1 percent in British Columbia and 2.4 percent in Quebec).

In the industrial sector, our forecast for natural gas demand is based on assumptions regarding the prices of natural gas and heavy fuel oil (the movement of those prices was described earlier) and industrial economic activity.

We assume that, in 1989, the real domestic product of the industrial sector will grow at a rate of about 3 percent. In 1990, this economic activity slows down markedly and real growth will fall to less than 1 percent. In 1991, we expect that the growth in industrial economic activity will recover to just less than 3 percent.

Thus, we forecast growth of 6.0, 1.8 and 3.1 percent, respectively, in industrial gas demand in the three years of our projection period. This growth is spread relatively evenly across the four regions of Canada in 1989, mainly because real industrial output increases at equally strong rates throughout Canada.

Figure 3-3
Canadian Natural Gas Demand by Sector



In 1990, Alberta and Saskatchewan should experience a less marked slowdown in industrial output because the growth in the gas and oil production sector is strong enough to push upward the total real industrial output by more than 2 percent in these two provinces. In summary, in 1990 we expect that the industrial gas demand will decline by 0.5 and 0.9 percent in Ontario and British Columbia respectively, and will rise by 0.6 and 6.0 percent in Quebec and the Prairies respectively.

In 1991, industrial gas demand is expected to increase in all regions of Canada as industrial growth recovers. We forecast growth in natural gas demand, varying from 2.1 percent in Ontario to 4.5 percent in British Columbia (3.1 percent in Quebec and 3.9 percent in the Prairies).

In the petrochemical sector, we forecast that, with the reopening of the ammonia plant of Esso Chemical Canada located at Redwater, Alberta, the amount of gas used as feedstock in this province will grow by some 4 percent in 1990. In Ontario, with the anticipated closing of two plants, natural gas use is expected to decline by 45 percent. Nationwide, these changes are reflected in an anticipated annual change in gas demand for this sector of 1.3, -4.6 and 0.0 percent in 1989, 1990 and 1991, respectively.

We expect that the demand for gas for steam and electricity generation will increase by almost 80 percent in 1989 (relative to a demand of 11 petajoules in 1988), decrease by 3.1 percent in 1990, and remain stable in 1991. The major changes anticipated in the use of gas for electricity generation from 1989 to 1991 are as follows:

- In British Columbia, we expect that the Burrard plant will consume more gas starting in 1989 in response to electricity export requirements and in support of the B.C. Hydro system;
- In Alberta, the rise in provincial demand and in sales to British Columbia in 1989 will lead to a large increase in gas use for electricity generation. In 1990 and 1991, we forecast a decline in natural gas demand for electricity generation with the coming on stream of the coal-fired Sheerness No. 2 and Genesee No. 1 plants; and
- in Ontario, the anticipated coming on stream of three gas-fired cogeneration

Table 3-3
Comparison of Canadian Natural Gas Demand Forecasts
(Petajoules)

							Supply and Demand - September 1988					
	NGMA 1989			NGMA 1988[c]			LOW			HIGH		
	1989	1990	1991	1989	1990	1991	1989	1990	1991	1989	1990	1991
Residential and Commercial	954	974	997	946	N/A	N/A	946	960	978	949	972	997
Industrial [a][b]	898	914	943	828	N/A	N/A	822	833	862	898	979	1040
Petrochemical	190	182	182	159	N/A	N/A	159	166	166	159	166	166
Electricity and Steam Generation	122	118	118	72	N/A	N/A	72	71	73	79	79	79
Total	2164	2188	2240	2005	N/A	N/A	1999	2030	2079	2085	2196	2282

[a] Includes natural gas used as fuel by the petrochemical industry.
[b] Includes transportation sector use of natural gas.
[c] The 1988 NGMA did not cover the 1990-1991 period.

facilities during the projection period should lead to the use of up to 15 petajoules of gas in 1991.

In summary, for the above reasons we expect that from 1988 to 1991 overall gas demand will grow at an average annual rate of 2.9 percent in Quebec, 3.0 percent in Ontario, 3.4 percent in the Prairies and 10.2 percent in British Columbia[1], for a resulting rate of 3.9 percent in Canada.

Table 3-3 compares the natural gas demand projections prepared for the *Natural Gas Market Assessment* and the *Canadian Energy: Supply and Demand 1987-2005* reports published in 1988. The 1988 projections and those presented in this report differ mainly in the higher consumption of natural gas which we now expect in the industrial, petrochemical and electricity generation sectors. We now expect Canadian natural gas demand in 1989 to be about 8 percent higher than we projected in the October 1988 Report.

3.2 Export Demand

Prior to the implementation of the Federal Energy Regulatory Commission's (FERC) Orders 436 and 500 in the mid-1980s, access to U.S. interstate pipelines by third parties was relatively scarce. With the move towards open access[2] to interstate pipelines,

1. We did not include any volumes for the PCEC project in 1991, because at the time the forecast was made the timing of the project was uncertain.
2. "Open access" is a term used to describe a pipeline company which provides non-discriminatory transportation service to all customers.

TABLE 3-4

U.S. Interstate Pipeline Sales and Transportation
(EJ)

Year	Transportation for Third Parties				Sales	Total	Transportation as a Percent of Total
	LDCs	End Users	Marketers	Sub-total			
1984	0.6	0.5	n/a	1.1	12.1	13.2	8
1985	1.4	0.8	n/a	2.2	10.5	12.7	17
1986	3.0	1.2	n/a	4.2	7.2	11.4	37
1987	3.1	1.6	2.4	7.1	5.7	12.8	55
1988	3.8	1.5	4.0	9.3	5.4	14.7	63

Percentage Breakdown of 1988 Third Party Transportation by Type of Shipper and Service

	LDCs	End Users	Marketers	Total
	(%)	(%)	(%)	(%)
Firm	10	2	1	13
Interruptible	31	14	42	87
1988	41	16	43	100

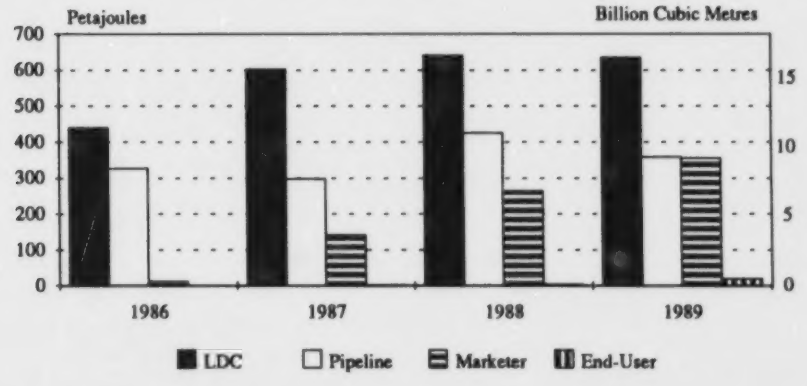
substantial changes in the structure of the U.S. natural gas market have been occurring. Of the total deliveries of gas by interstate pipelines in 1984, approximately 92 percent of deliveries were sales by interstate pipeline companies and only 8 percent of deliveries were accounted for by other shippers or third parties. By 1988, pipeline sales accounted for only 37 percent, while gas transported for others rose to 63 percent (table 3-4). The pipeline sales are characterized by long-term firm sales arrangements, while transportation for others consist mostly of "spot" sales which are generally short-term interruptible sale arrangements.

The regulatory changes and the resulting structural changes in the U.S. gas market have also had a powerful influence on the nature of Canadian gas exports (figure 3-4). Until recently, U.S. LDCs and interstate pipelines purchased virtually all of Canada's gas exports. The proliferation of new marketing arrangements resulting from direct negotiations between gas buyers and sellers has led increasingly to the emergence of U.S. marketers and end users as buyers of Canadian gas. Exports to gas marketers have grown dramatically from 13 petajoules in 1986 to an estimated 350 petajoules in 1989. Similarly, 1989 exports to end users are estimated to reach 20 petajoules from virtually none in 1986. Exports to LDCs were at a level of about 600 petajoules between 1987 and 1989, while export sales to the interstate pipeline companies were only slightly greater in 1989 than they had been in 1986.

Reflecting these changes, the amount of gas exported to the U.S. market under NEB short-term orders has increased enormously from about 5 petajoules under 3 short-term orders in 1984 to an estimated 527 petajoules under 70 short-term orders in 1989 (table 3-5). Exports under short-term orders now comprise over one-third of total Canadian gas exports; most go to the Central Region (figure 3-5). Approximately 353 petajoules (70 percent) of the gas that is exported under short-term orders is sold under interruptible arrangements while 174 petajoules (30 percent) is sold under firm arrangements. The short-term firm sales mostly consist of sales by exporters who have long-term licences and are selling gas to their licence customers while new long-term pricing and sales arrangements are being negotiated.[1] Consequently, gas exported under essentially long-term firm

1. In many cases the interruptible export sales are also underpinned by long-term gas purchase contracts because many of the long-term gas sales contracts permit the exporter to sell its contracted gas to other markets in Canada or the U.S. if the original U.S. customer cannot buy all of the contracted export volume. This has the effect of allowing long-term exporters to utilize their contracted supply at high load factors.

Figure 3-4
Natural Gas Exports by Customer Type



sales arrangements now constitutes 75 percent of the total gas exported and that under short-term interruptible sales arrangements constitutes 25 percent.

Similarly, the gas purchase contracts held by Canadian exporters with producers which underpin the export sales are of a long-term nature.

The structure of gas sales in the Canadian domestic market is similar. It is estimated that between 30 to 35 percent of domestic sales are now covered under short-term gas supply arrangements while there were virtually none in 1984.

Canadian natural gas exports have accounted for approximately four percent of U.S. gas demand since the late 1960s. The Canadian share has risen in recent years and was about seven percent of the total U.S. market in 1988. We expect that the Canadian market share will increase slightly

Figure 3-5
Natural Gas Exports Under Short-term Orders in 1988

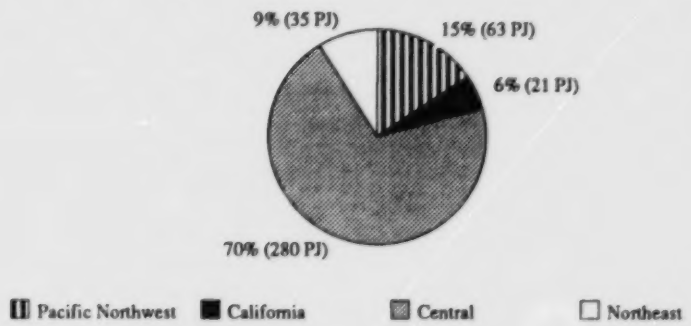


TABLE 3-5

Canadian Natural Gas Exports by Type of Authorization and Sale

(PJ)

Year	Short-term Export Orders			Licences	Total	Percent Under	
	Firm Sales	Interruptible Sales	Total Short-term Orders			Licences	Short-term Orders
1984	n/a	n/a	5	788	793	99.4	0.6
1985	n/a	n/a	33	923	956	96.5	3.5
1986	214	18	232	549	781	70.3	29.7
1987	82	144	226	816	1042	78.3	21.7
1988	143	278	421	915	1336	68.5	31.5
1989(e)	174	353	527	898	1425	63.0	37.0

Canadian Natural Gas Export Volumes, Revenues and Prices

Although export volumes have increased considerably since 1986, export revenues have remained relatively stable at about $2.5 billion per year (figure 3-6). For the most part, the lower export revenues reflect Canadian gas export prices under both licences and short-term orders tracking the decline in average U.S. wellhead prices (figure 3-7).

Figure 3-6

Natural Gas Export Volumes & Revenues: 1980-1988

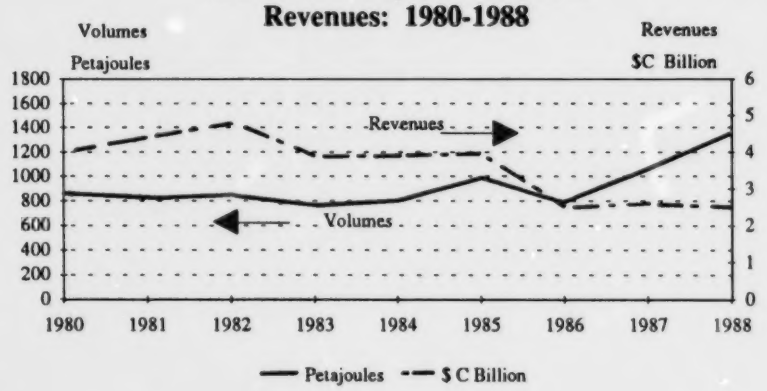
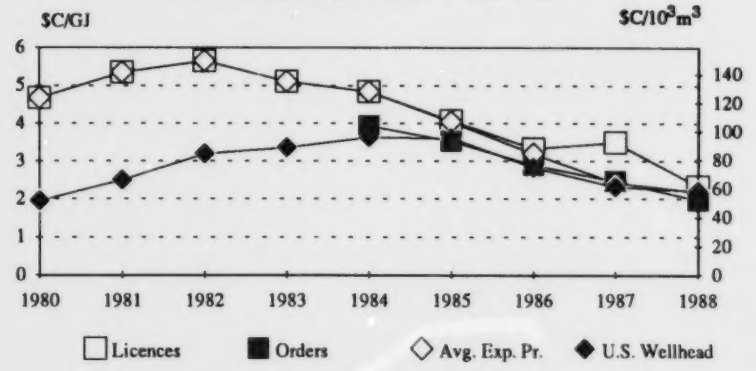


Figure 3-7

Average Natural Gas Export Prices and Average U.S. Wellhead Prices: 1980-1988



in the next two years. The Canada - U.S. Free Trade Agreement is expected to have little effect on gas marketing in the short-term; with respect to natural gas trade it was consistent with earlier policy changes in both countries aimed at letting markets work.

Canadian gas is sold in five major regional markets in the U.S. - the Pacific Northwest, California, Mountain, Central and the Northeast. In 1988, almost 40 percent of the total gas exported went to the Central region, Canada's largest gas export market, followed by California at about 39 percent. The Pacific Northwest, Mountain and the Northeast regions accounted for approximately 11, 2 and 9 percent respectively (figures 3-8 and 3-10 on page 44).

Export Licences Issued

During the licence year 1988/89, the Board issued 20 new licences or amendments to existing licences (table 3-6).

All of the applications for export licences and amendments were considered under the Board's Market-Based Procedure, adopted in

Figure 3-8

Natural Gas Exports to United States Gas Markets 1988

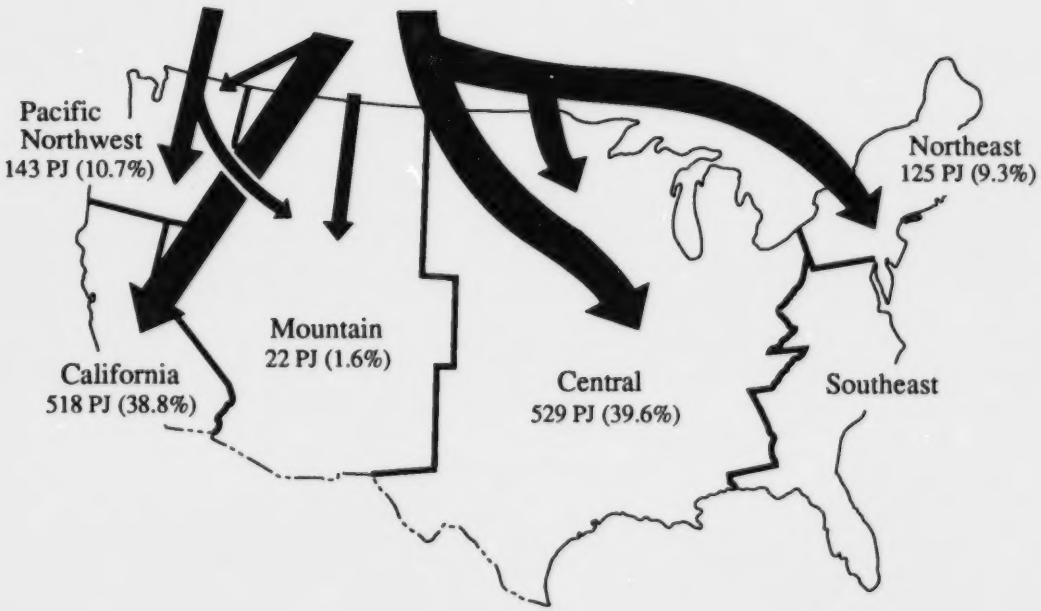


Table 3-6

Export Licences Issued During Licence Year 1988/1989

Exporter	Importer	Date Issued	Licence Number	Term	Volume (millions m3) Applied For	Authorized
Export Licences relating to Conventional Gas Reserves						
Alberta and Southern Gas Co.Ltd.	Pacific Gas and Electric Company	May, 1989	GL-111	1994-11-1/2005-10-31	169 287	116 385
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	Washington Natural Gas Company	May, 1989	GL-112	1989-11-1/2004-10-31	3 856	3 856
Canterra Energy Ltd.	Consumers Power Company	June, 1989	GL-113	1989-11-1/2003-10-31	4 345	2 099
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	June, 1989	GL-114	1989-11-1/2004-10-31		2 246
Dome Petroleum Limited	Northern States Power Co.	Dec, 1988	GL-108	1988-11-1/2001-10-31	1 504	1 504
Norcen Energy Resources Limited	Consumers Power Company	June, 1989	GL-115	1989-11-1/2001-10-31	1 841	1 841
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	June, 1989	GL-116	1989-11-1/2001-10-31	1 034	1 034
Poco Petroleums Ltd.	Consumers Power Company	June, 1989	GL-117	1989-11-1/2000-10-31	6 617	2 843
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	June, 1989	GL-118	1989-11-1/2000-10-31		2 715
ProGas Limited	Ocean State Power II	Dec, 1988	GL-109	1991-11-1/2011-10-31	5 170	5 170
	ANR Pipeline Company Natural Gas Pipeline Company of America Tennessee Gas Transmission Company Texas Eastern Transmission Corporation	June, 1989	GL-98	1989-11-1/2000-10-31	23 315 (a)	23 315 (a)
Shell Canada Limited	Consumers Power Company	June, 1989	GL-119	1989-11-1/2003-10-31	3 284 (b)	3 284 (b)
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	June, 1989	GL-120	1989-11-1/2004-10-31		
TransCanada PipeLines Limited	Boundary Gas	June, 1989	GL-83	1984-11-1/2003-10-31	7 021 (c)	7 021 (c)
Western Gas Marketing Limited	Ocean State Power II	Dec, 1988	GL-110	1991-11-1/2012-10-31	5 443	5 443
	Consumers Power Company	June,1989	GL-121	1989-11-1/2003-10-31	2 327	2 327
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	June,1989	GL-122	1989-11-1/2004-10-31	2 327	2 327
Sub-total Conventional					**237 371**	**183 410**
Export Licences relating to Frontier Gas Reserves						
Esso Resources Canada Limited	Unspecified at this time.	Oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	144 000	144 000
Gulf Canada Resources Limited	Unspecified at this time.	Oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	91 000	91 000
Shell Canada Limited	Unspecified at this time.	Oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	25 000	25 000
Sub-total Frontier					**260 000**	**260 000**
TOTAL					**497 371**	**443 410**

Summary:	**Petajoules**	
Conventional	8 994	6 949
Frontier	9 851	9 851
Total	**18 845**	**16 801**

(a) The volumes shown for ProGas licence GL-98 are the additional volumes requested and approved which has the effect of increasing the term volume authorized under the licence to 42225 million m3 less the total quantities of gas exported by ProGas under licence GL-56.

(b) The volumes shown for Shell are the net additional volumes after deducting and re-allocating 1200 million m3 from Shell's licence GL-100 to licences GL-119 and GL-120 which authorize a term volume of 2234 million m3 and 2250 million m3 respectively.

(c) The volumes shown for TransCanada licence GL-83 are the additional volumes requested and approved which has the effect of increasing the term volume under the licence to 16371 million m3.

July 1987. The applications for gas exports from conventional reserves totalled 9.0 exajoules, of which the Board approved 6.9 exajoules, 77 percent of the volumes requested. The terms and volumes authorized were less than requested by some of the applicants for several reasons: insufficient gas reserves dedicated to supply a project; lack of commercial necessity for the length of licence applied for; unsatisfactory contractual arrangements underpinning a project; and little likelihood of net benefits to Canada.

Approximately 27 exajoules is now authorized for export from conventional areas, which represents about 40 percent of remaining established reserves in these areas.

In addition to the export licences issued for gas from conventional areas, the Board has authorized the export of 9.8 exajoules from the Mackenzie Delta frontier region commencing in 1996. In its decision[1], the Board noted that pipline facilities have yet to be certified and constructed to transport the gas to markets[2] and that fully executed gas sales contracts have yet to be signed for any volumes.

In July 1989, the Board concluded a hearing for additional facilities to be constructed in 1990 on the TransCanada system and for the related export licences.[3] The export volumes sought amount to some 848 petajoules to be supplied from Alberta over a period ending in 2011.

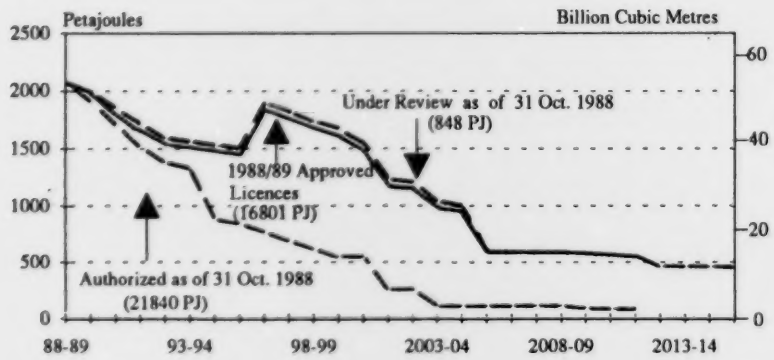
Export volumes authorized as of 31 December 1988 totalled 20 exajoules, those approved during the 1988/89 licence year totalled 17 exajoules and applied-for licences under review at the time of writing totalled 0.8 exajoules[4] (figure 3-9).

1. *National Energy Board, Reasons for Decision, Esso Resources Canada Limited, Shell Canada Limited and Gulf Canada Resources Limited, GH-10-88,* August 1989.
2. On 30 October 1989, Foothills filed an application for a Mackenzie Valley pipeline and for the extension of the Alaska Natural Gas Transportation System. In June 1984 Polar Gas Ltd. applied for a pipeline from the Mackenzie Delta; the Board deferred consideration until supporting information on gas marketability is filed.
3. On 21 August 1989, the Board released its decision on the additional facilities to be constructed by TransCanada in 1990 with the reasons to follow. At the time of writing, a decision on the related export licences had not been released.
4. In late September, the Board issued Hearing Order No. GH-5-89, pertaining to TransCanada's 1991 and 1992 facilities application, which set 1 December 1989 as the deadline for filing related gas export licence applications. At the time of writing, the Board had received export applications for about 1.8 exajoules (120 petajoules/year) relating to this facilities application.

   In addition, a proposed expansion to the Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. eastern leg is expected to add another 60 petajoules of annual capacity at the Monchy, Saskatchewan export point by year-end 1990. Related export licence applications are expected to be filed to utilize this additional capacity within the forecast period.

   There are several pipeline proposals to expand the pipeline capacity to the California market by up to 250 petajoules per year by 1994. Export applications supporting such an expansion can also be expected.

Figure 3-9
Natural Gas Exports: Licensed and Under Review



Regulatory and Other Developments in the U.S.

Since the October 1988 report, the U.S. regulatory environment has continued to evolve. Some of the key issues before the FERC are wellhead price deregulation, capacity brokering, gas inventory charge, and rate design.

On 26 July 1989, the President signed into law the *Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989* effective 1 January 1993 or when contracts expire, whichever comes first.[1] The prices of approximately 25 to 30 percent of present U.S. gas production are still regulated; the prices of some of this production are currently set at less than a dollar per Mcf, but some is high-priced deep well gas. As price decontrol occurs, the prices of all gas will be open to renegotiation. The competitive impact of these developments on Canadian gas exports is not clear.

FERC is still reviewing various pipeline company proposals for capacity brokering and gas inventory charges.[2] Furthermore, pipeline companies are still reviewing the effect of FERC's rate design policy statement issued in May 1989. The impact of these initiatives on gas exports is not yet clear.

In the area of export contract arrangements, Pan-Alberta Gas Ltd. ("Pan-Alberta") signed a Memorandum of Understanding in June 1989, followed by a final settlement in October, with United Gas Pipe Line Company ("United") whereby Pan-Alberta would assume most of United's rights and obligations under contract with the Northwest Alaskan Pipeline Company, with third parties assuming the remainder. Since the commencement of service on the Foothills eastern leg in 1983, Pan-Alberta's gas sales to Northwest Alaskan for resale to United have been handicapped by substantial declines in demand occurring in United's market. As a result, United had, at various times, invoked *force majeure* and entered into a series of settlement arrangements with Pan-Alberta and Northwest Alaskan to obtain relief from its 12.7 million cubic metres per day contractual commitment. Financial problems that have been experienced by United have also hindered the efficient utilization of the Foothills eastern leg and Northern Border Pipeline Company pipeline systems.

As part of the settlement, Northern Border will be seeking a reduction in its tolls. This would increase netbacks to Canadian producers who ship gas on Northern Border.

Pan-Alberta's settlement with United should improve export sales because it is a long-term arrangement which will essentially allow full sales of the 12.7 million cubic metres per day.

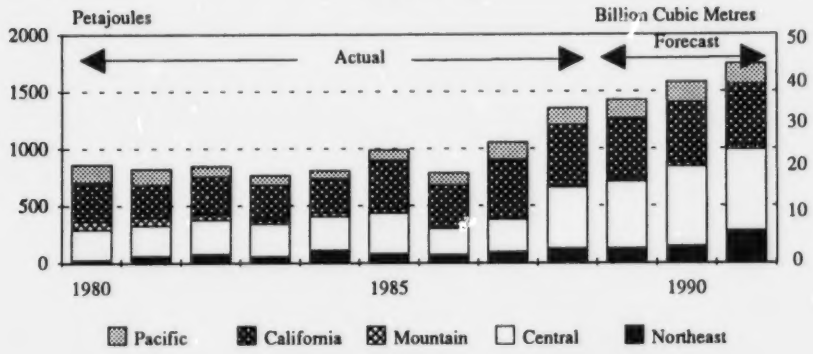
Export Outlook

Total exports in 1989 are expected to be 1425 petajoules, approximately 6 percent higher than the record level of 1337 petajoules in 1988 (figure 3-10). This increase results mainly from the resurgence in the total U.S. demand for gas, a more competitive market, improved access to U.S. pipelines and the competitive price of Canadian natural gas. Under this environment, Canadian exports for 1990 and 1991 are forecast to increase by 10.9 percent and 10.1 percent respectively, reaching a level of approximately 1580 petajoules and 1740 petajoules respectively.

In the U.S. Northeast region, gas exports are forecast to increase from 125 petajoules in 1989 to 280 petajoules in 1991, a 24 percent increase over the forecast period. High load factors under existing licences and the commencement of deliveries under export licences related to approved and planned facility expansions on TransCanada's system are expected to be the main driving force for the increased exports into this region.

1. The price of wells spudded after 26 July 1989 will be decontrolled on 15 May 1991.
2. "Capacity brokering" is the selling or renting by a shipper of its contracted pipeline capacity to others. "Gas inventory charge" is a fixed charge or fee to cover the cost of holding gas reserves to supply a customer.

Figure 3-10
Natural Gas Exports by U.S. Market Region: 1980-1991



The exports of gas to the Central region of 570 petajoules in 1989 are forecast to reach 685 petajoules in 1990 and 695 petajoules in 1991, a 22 percent increase over the outlook period. This is expected as a result of the resumption of gas purchases by U.S. pipelines which have resolved their take-or-pay problems and improved access to pipeline transportation in the region. Great Lakes Transmission Company ("Great Lakes") and Viking Gas Transmission Company ("Viking") (formerly Midwestern Gas Transmission Co.'s northern pipeline system) have recently decided to become open-access transporters. Also, facility expansions on the Foothills eastern leg and Northern Border pipelines will provide additional pipeline capacity for Canadian sellers into this region.

In the California region, gas exports are expected to increase by only about three percent, from 520 petajoules in 1989 to 535 petajoules in 1991. Limited capacity on pipelines from Canada and on connecting pipelines in the U.S. during the period will hinder any substantial gains in exports to this region.

For the Northwest region, we expect a marginal increase in gas exports from 180 petajoules in 1989 to 190 petajoules in 1991. Competition from residual fuel in the industrial sector is expected to continue to dampen growth prospects in this region for Canadian gas.

Although we expect gas exports to the Mountain region to increase by 33 percent, the level of exports is relatively small, 30 petajoules in 1989 and 40 petajoules in 1991. The increase is mostly the result of market growth in Montana Power Company's franchise area.

Table 3-7 summarizes this year's forecast for 1989 to the end of 1991 compared to those given in the October 1988 Report, the Board's *Canadian Energy Supply and Demand* report of September 1988 and the U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (DOE/EIA) forecast. The major differences between our current forecast and the Board's September 1988 projection are the level of exports into the Northeast, Central and Mountain regions. In the Northeast, pipeline facility expansions in Canada and the U.S. have become better defined for determining potential market growth in this region. It is our expectation that spot sales into the Central

TABLE 3-7

Natural Gas Exports: 1989, 1990 and 1991 Forecast Comparisons

(PJ)

Market	1988	NGMA 1989			NGMA 1988 (a)		NEB S/D 1988 (b)				DOE/EIA 1989 (c)		
Regions	Actual	1989	1990	1991	1988	1989	1988	1989	1990	1991	1989	1990	1991
Pacific Northwest	143	180	185	190	185	195	185	200	199	206	n/a	n/a	n/a
California	518	520	530	535	520	514	535	509	512	513	n/a	n/a	n/a
Mountain	22	30	35	40	20	20	9	9	9	9	n/a	n/a	n/a
Central	529	570	685	695	475	519	475	522	522	541	n/a	n/a	n/a
Northeast	125	125	145	280	150	152	140	155	176	180	n/a	n/a	n/a
Total	1337	1425	1580	1740	1350	1400	1344	1395	1418	1449	1392	1519	1603

NOTES: (a) National Energy Board, Natural Gas Market Assessment, October 1988.
(b) National Energy Board, Canadian Energy Supply and Demand 1987-2005, September 1988.
(c) Department of Energy, Energy Information Administration ,Short-term Energy Outlook, First Quarter 1989, January 1989.

region will be much greater than initially anticipated, particularly since the Great Lakes and Viking pipelines are now applying for open access. Our current forecast is slightly higher than that of the DOE/EIA.

3.3 Imports

Imports of gas into Canada are forecast to increase from 9.8 petajoules in 1986 to an estimated 62 petajoules in 1989. Virtually all of the imports are delivered into the Ontario market. Of the 23.6 petajoules imported in 1988, 60 percent and 6 percent were imported by Union and Consumers Gas, respectively, at Windsor, Ontario via the Panhandle Eastern Pipeline system in Michigan. Another 11 percent was imported by WGML through displacement arrangements whereby gas destined for its export customers was diverted to Ontario LDCs. At the same time, WGML met its export obligations to its U.S. customers by purchasing gas in the U.S.

All imports to date have been under NEB short-term gas import orders rather than import licences. As of October 1989, the Board had issued 15 short-term orders, eight of which were granted to Union and the rest to Consumers Gas, Esso Resources, Brymore Energy and St. Clair Pipelines Ltd. We expect imports to rise to about 100 petajoules by 1991.

In 1988, the Board approved St. Clair Pipelines Ltd.'s application to construct and operate a 700 metre pipeline connecting Michigan Consolidated Gas Company ("MichCon") facilities with Union facilities in southwestern Ontario. The new facilities will provide eastern Canadian gas users

with a new direct connection to major U.S. gas producing regions via open access carriers and to additional U.S. gas storage facilities. In addition, the St. Clair facilities will provide for the flow of gas in either direction and, thus, enhance the operating flexibility and efficiency of the MichCon and Union pipeline systems.

The new facilities are expected to be in place by the end of 1989 and provide, initially, an additional import capability of about 70 petajoules per year. If additional compression facilities are added on the Union and MichCon systems, the total import capability could reach 345 petajoules per year. This will provide diversity of gas supply as well as greater flexibility in negotiations by eastern Canadian buyers with western Canadian suppliers. The availability of imports to eastern Canadian gas consumers and the availability of the export market to western Canadian gas producers means that upon expiry of the contracts between WGML and the LDCs, it can be expected that the new prices to be negotiated will be strongly influenced by gas prices in the U.S.

3.4 Supply

This section provides an assessment of natural gas supply over the period to 1991. It includes:

(i) a review of established reserves,
(ii) a discussion of the contractual status of these reserves,
(iii) an overview of recent exploration and development activity,
(iv) a discussion of anticipated reserves additions through 1991, and
(v) an analysis of short-term productive capacity.

(i) Established Reserves

The Board's reserves estimates are based on independent Board staff analyses incorporating data from many sources, including provincial agencies, producers, shippers, and aggregators. These estimates reflect the results of Board reviews of pool performance of all producing pools and periodic volumetric assessments of many of the larger non-producing pools. The Board generally concurs with the provincial agencies' reserves estimates for smaller, non-producing gas pools.

Remaining established reserves in the conventional producing areas declined slightly (two percent) from 72.0 exajoules at year-end 1987 to about 70.6 exajoules by year-end 1988 (table 3-8 on page 61). This decline in remaining reserves follows a record high annual production level of about 3.6 exajoules in 1988. Cumulative production from the Western Canada Sedimentary Basin ("WCSB") to the end of 1988 was 67.1 exajoules.

In its August, 1989 decision on Mackenzie Delta exports[1], the Board recognized some 11.4 exajoules of established gas reserves in the Mackenzie Delta/Beaufort Sea region. Other frontier region gas resources are located in the Arctic Islands and in the East Coast offshore.

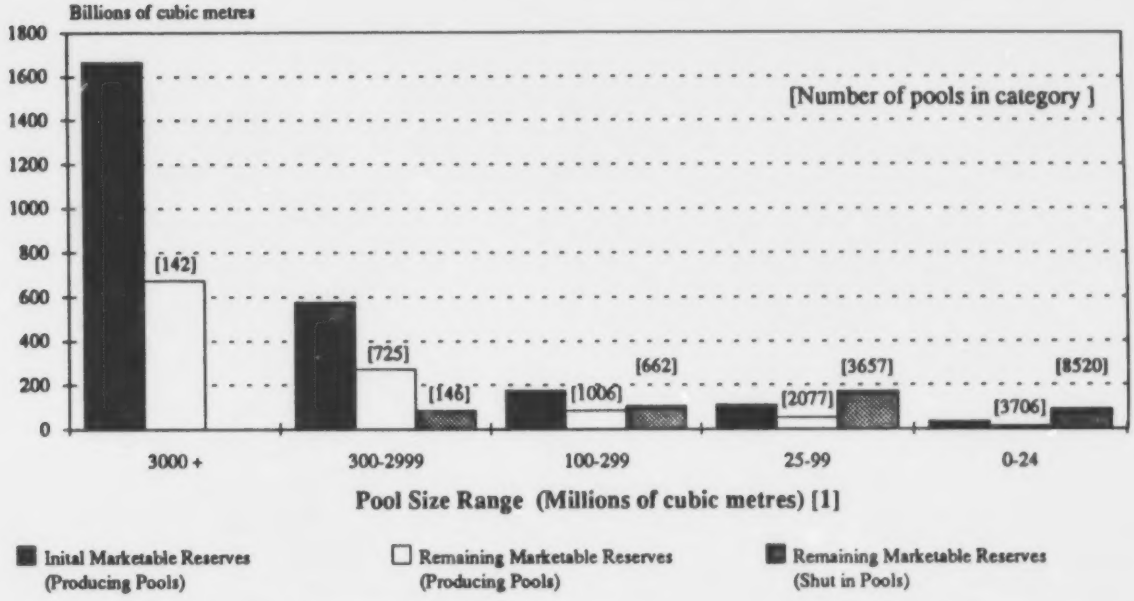
Alberta

Some 85 percent of remaining established reserves in Canada's conventional areas, or 60 exajoules, are located in Alberta and are contained in a relatively few large pools. Even though most of the production to date has originated in the larger pools, these same pools contain the majority of the remaining established reserves (figure 3-11). Almost two-thirds of Alberta's remaining established reserves are contained in some 1000 pools, each of whose initial reserves are greater than or equal to 300 million cubic metres.[2,3] The other one-third is distributed among some 20 000 pools with initial reserves less than 300 million cubic metres.

Only one-third of these small pools are currently producing. The many small shut-in

1. *Reasons for Decision, Esso Resources Canada Limited, Shell Canada Limited, Gulf Canada Resources Limited, GH-10-88,* August 1989.
2. One petajoule is equal to approximately 26 million cubic metres.
3. Pool sizes referred to here and in the following discussion are based on initial established marketable reserves.

Figure 3-11
Distribution of Reserves in Alberta by Pool Size



[1] Based on initial established marketable reserves.

pools are distributed widely about Alberta and in many cases will require investment in field and gathering facilities to be connected to market.

In order to examine the distribution of Alberta's reserves by geographical location, the province was divided into five areas (figure 3-12). The areas depicted were chosen to represent certain geologic settings and the corresponding cost of exploration and development, and range from the deep, sour Foothills/Deep Basin area to the shallow gas area of Southeast Alberta. Very few reserves exist in the most northerly portions of the Central and Eastern areas. The Central region contains the largest proportion of remaining reserves, with the rest fairly evenly distributed throughout other regions of the province (figure 3-13).

In any given region, increasing depth is generally indicative of increasing geological age. The distribution of Alberta's reserves by geological age illustrates that some 41 percent

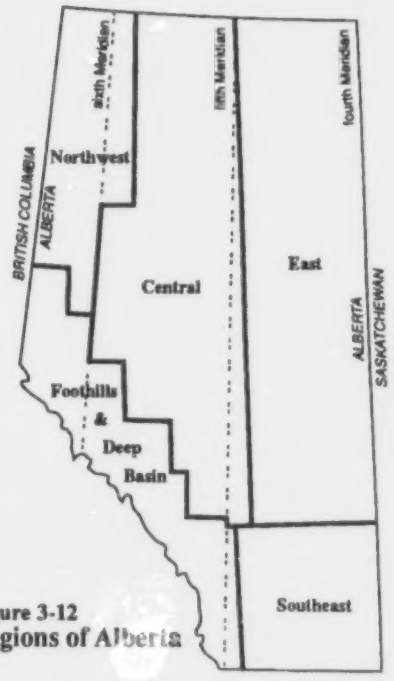


Figure 3-12
Regions of Alberta

Figure 3-13

Distribution of Reserves in Alberta by Geographic Area

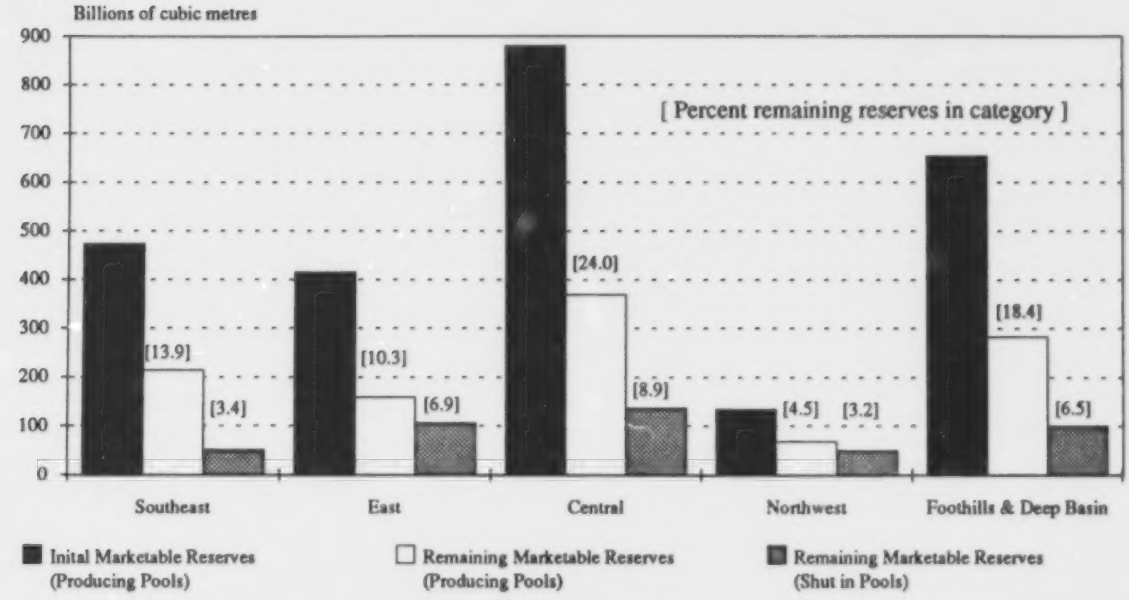
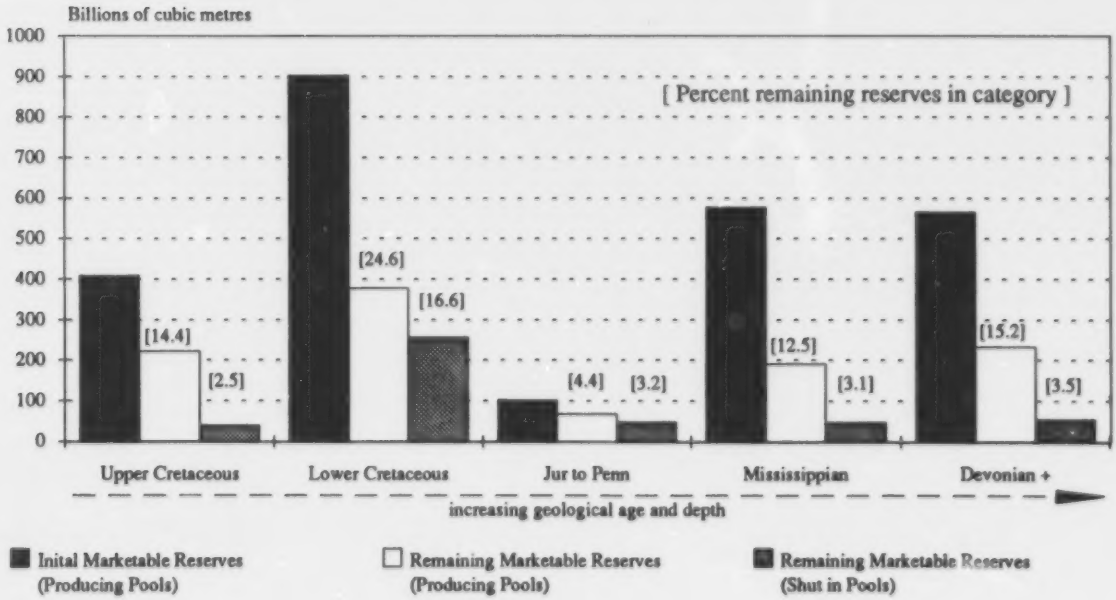


Figure 3-14

Distribution of Reserves in Alberta by Geological Age



of Alberta's remaining reserves are found in the Lower Cretaceous horizons in pools averaging some 80 million cubic metres in size (figure 3-14). The deeper Jurassic and older geological horizons contain about 42 percent of the remaining reserves in pools averaging some 400 million cubic metres in size. The Upper Cretaceous zones, more than half of which are low productivity Milk River, Medicine Hat and Second White Specks zones, contain the remaining 17 percent of Alberta's remaining reserves. These 160 shallow, low productivity pools are large in both areal extent and volume of reserves, averaging over 1700 million cubic metres per pool.

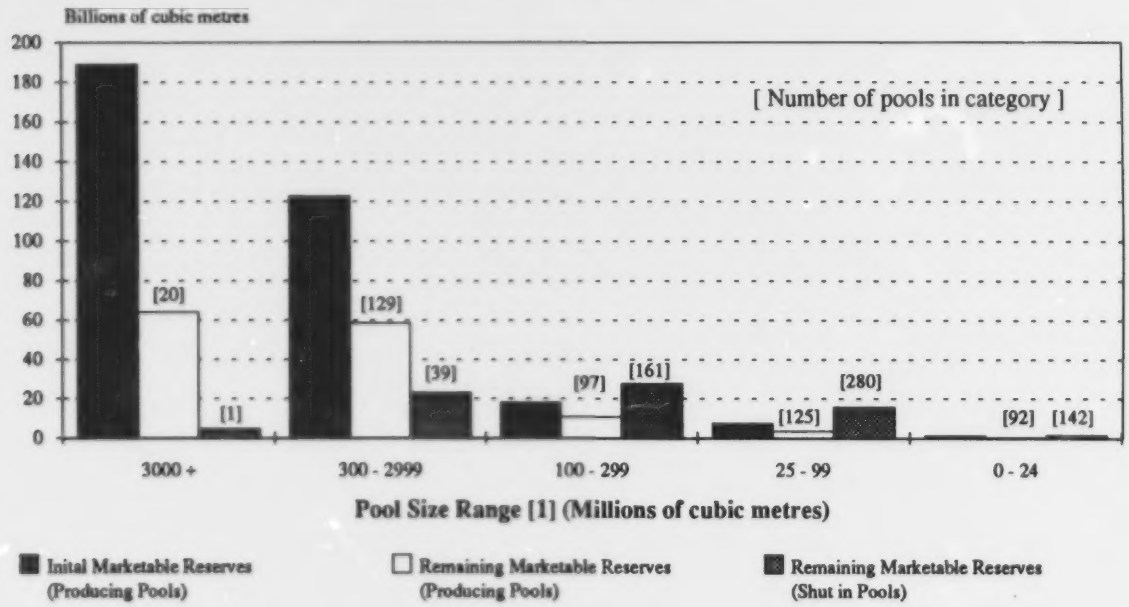
British Columbia

British Columbia is Canada's second largest conventional producing area. The province's established reserves of some 8.1 exajoules, or 11 percent of the WCSB's remaining established gas reserves, are contained in approximately 1100 gas pools. Almost three-quarters of B.C.'s remaining reserves are in some 190 pools, each with initial reserves of at least 300 million cubic metres (figure 3-15). The average initial pool size in B.C., almost 400 million cubic metres, is much greater than Alberta's average initial pool size of some 150 million cubic metres.

A large proportion of B.C.'s reserves are located in the Jurassic to Pennsylvanian geological zones at intermediate depth (figure 3-16). This is quite different from Alberta, where these horizons contain very limited reserves and the largest proportion of reserves are of Cretaceous age. Recent exploration activity is expected to increase Lower Cretaceous reserves in B.C.

Figure 3-15

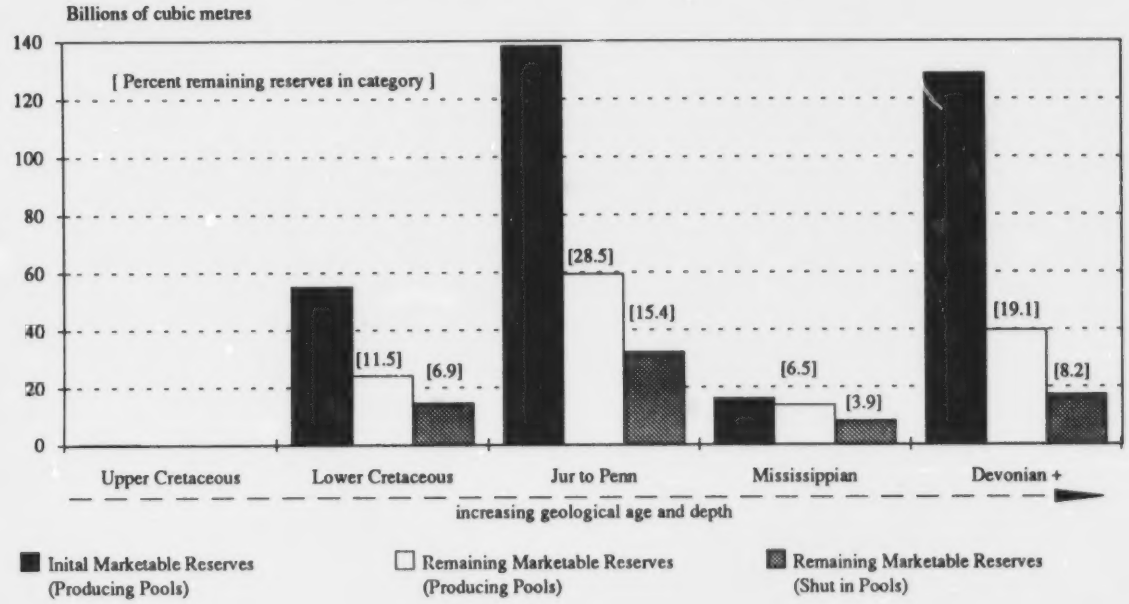
Distribution of Reserves in B.C. by Pool Size



[1] Based on initial established marketable reserves.

Figure 3-16

Distribution of Reserves in B.C. by Geological Age



Saskatchewan

Saskatchewan's established reserves amount to some 2.4 exajoules, or less than four percent of Canada's remaining reserves in the WCSB. However, recent policy changes increasing accessibility of Saskatchewan gas to eastern markets have generated greater exploration and development activity. During 1988, reserves additions exceeded production, resulting in a net increase in remaining reserves of some 12 percent from 1987 to 1988. Most of Saskatchewan's reserves are found in about 40 gas pools with initial reserves of at least 300 million cubic metres, half of which are relatively large, low productivity, shallow gas pools (figures 3-17 and 3-18).

(ii) Contractual Status of Reserves

Traditionally, the major transmission companies were responsible for contracting for sufficient gas supplies to satisfy the requirements of their downstream customers. In order to provide security for pipeline financing and to ensure a minimum guaranteed cashflow to the producer, gas supply contracts[1] were generally of a long-term nature, typically 20 to 25 years. Historically then, most established gas reserves were dedicated to the major transmission companies or their affiliates under long-term gas supply contracts for both domestic and export sales.

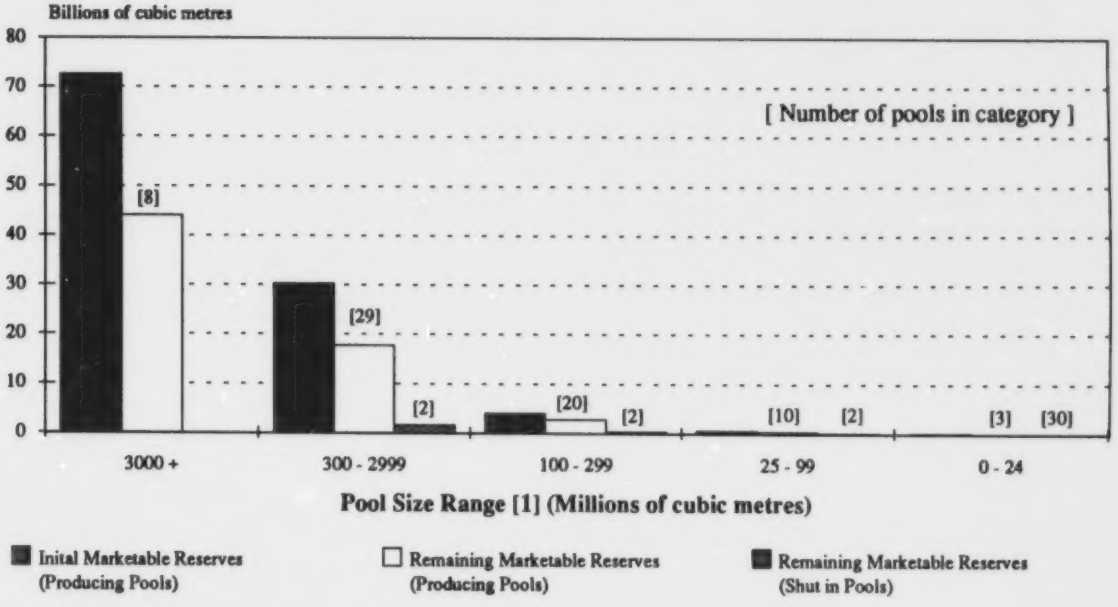
Since the October 1985 Agreement, there has been a move towards shorter-term supply contracts for domestic sales because of the increase in direct purchase arrangements. For the most part, shorter-term contracts are limited to direct users, whereas LDCs have over the past year lengthened the remaining term of firm supply arrangements with WGML and other suppliers.

On the other hand, supply contracts in support of gas exports to the U.S. have for the most part remained long-term. Although gas supply arrangements for Canadian exports

1. Gas supply contracts are contracts for purchase of gas from producers.

Figure 3-17

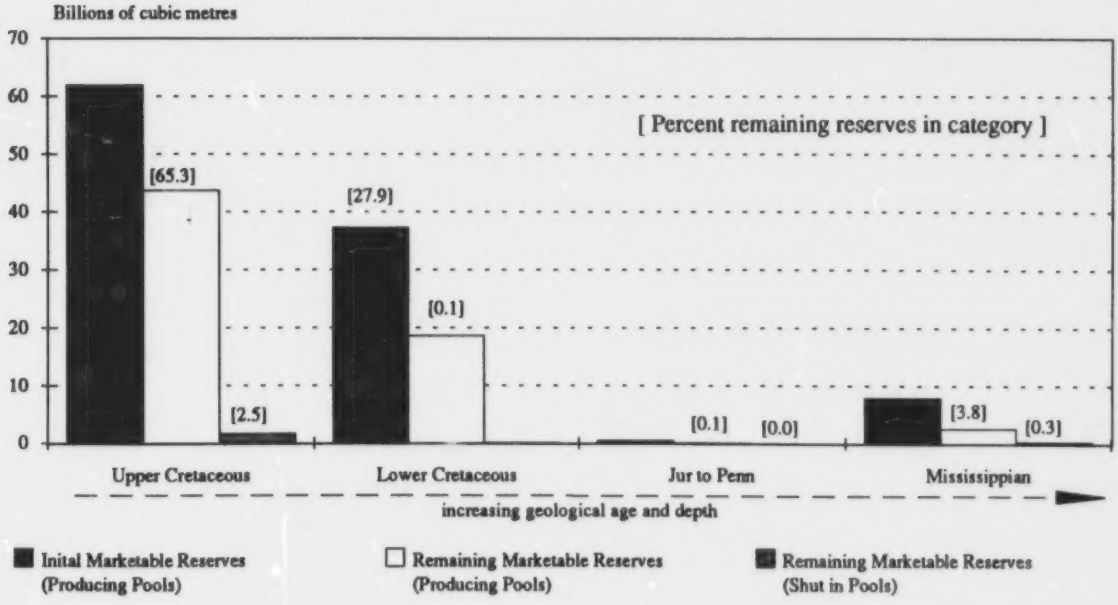
Distribution of Reserves in Saskatchewan by Pool Size



[1] Based on initial established marketable reserves.

Figure 3-18

Distribution of Reserves in Saskatchewan by Geological Age



to the U.S. are generally long-term, the overall U.S. market is not dissimilar to that of Canada, with a diversity of short- and long-term supply contracts supporting domestic sales.

There has been increasing reliance over the past year on development contracts and corporate warranties for the future gas supply underlying export sales.

A development contract differs from a conventional gas purchase contract in that not all reserves are established at the time it is executed. Under the terms of a development contract, the producer dedicates specific development lands in which it has both existing established reserves and the right to explore for and develop new reserves. A development contract specifies a date of first delivery that gives the producer time to find and develop reserves on its land and install production facilities.

A development contract may provide for the purchaser and the producers to make a joint study of the reserves and deliverability in development lands. If such a study determines that the reserves or deliverability are insufficient to meet the originally contracted volume, the producer has a period of time (such as one year) in which to resolve the problem, failing which the daily contract quantity may be reduced at the purchaser's option. Conversely, should the study indicate that reserves or deliverability exceed that contracted, the purchaser would have a specified period (such as 60 days) within which it can elect to take the excess volumes.

An example of the use of development contracts for export sales is provided by the application of Alberta and Southern Gas Co. Ltd. ("A & S") for an extension of their export licence (GL-99) which was approved in part by the NEB in May 1989.[1] In its decision, the Board considered the use of development contracts to be a sound business practice and an innovative, practical means of ensuring future supply to meet requirements by encouraging the economic development of new reserves. The Board expected that development contracts would provide producers with the incentive to explore for and develop new gas reserves in a timely fashion to correspond with market demand, thereby helping to ensure reasonable rates of take under gas purchase contracts. In assessing whether potential supplies under development contracts should be relied upon to support licence authorizations, the Board was of the view that development contracts filed in support of an application must meet certain minimum criteria. The Board stated that it would expect that a development contract would normally be in respect of lands that have both established reserves and a reasonable potential for future discoveries of reserves.

The development contract is an example of a new approach by purchasers to securing long-term natural gas supplies, while offering certain advantages to producers.

Alberta

The analysis which follows suggests that some 85 percent of the remaining established reserves in Alberta are dedicated to shippers under either long-term or short-term contracts. This does not include undiscovered reserves which may be found on lands which are currently under contract. Over 15 percent of the remaining established reserves under contract in Alberta are not producing.

Over 50 percent of the remaining established reserves are held by the four major aggregators: WGML, Pan-Alberta, A & S and ProGas. WGML currently holds about 2500 long-term gas supply contracts with approximately 750 producers, accounting for about 30 percent of Alberta's remaining established gas reserves; Pan-Alberta holds about

1. *National Energy Board Reasons for Decision In The Matter of Alberta and Southern Gas Co. Ltd., Application Pursuant to Section 21 of the National Energy Board Act for a Change, Alteration or Variation to Natural Gas Licence GL-99, GH-5-88*, May 1989.

1200 long-term supply contracts with 420 producers, accounting for some 8 percent of the remaining reserves; A & S has about 9 percent of Alberta's remaining established reserves under long-term contract; and ProGas Limited has about 5 per cent of the remaining reserves under contract.The share of remaining established reserves under contract to WGML, Pan-Alberta and ProGas has decreased slightly since 1987, while A & S's share has increased slightly.

The majority of producers in Alberta are contractually committed to the major shippers, at least in the near term. Many of the producers with reserves under contract to WGML will be in the position to decontract their reserves in 1994, on the condition that they give notice of their intention to do so by 1 November 1990. Under the present TOPGAS arrangement, which is expected to terminate November 1994, WGML cannot contract additional gas supply unless it can demonstrate that additional short-term supply is needed to meet immediate requirements or long-term supply is needed to meet requirements beyond 1994. After November 1990, when WGML learns which producers have chosen to retain their contracts, WGML will have four years to determine its needs beyond 1994, to contract for new gas supply and to arrange transportation on the NOVA system. This could affect the supply underlying the contracts *inter alia* between WGML and eastern Canadian distributors.

The remaining contracted volumes are dedicated to other shippers under both long-term and short-term contracts. The end use markets for this gas include those within Alberta, in other provinces and in the United States.

Our analysis of contracted reserves in Alberta is based on the ERCB's annual gas purchasers file, which is derived from land descriptions provided to the ERCB. It shows reserves under contract only if they are dedicated to an Alberta removal permit (ie. destined for interprovincial or export markets) or contracted by a major Alberta utility. As a consequence, many intra-Alberta sales are not identified in the gas purchasers file as contracted. Since over 50 percent of the "uncontracted" reserves identified in the gas purchasers file are currently producing, we have assumed that any producing pool is under contract. The effect of this assumption is to increase the contracted share of established reserves from 65 percent to 85 percent.

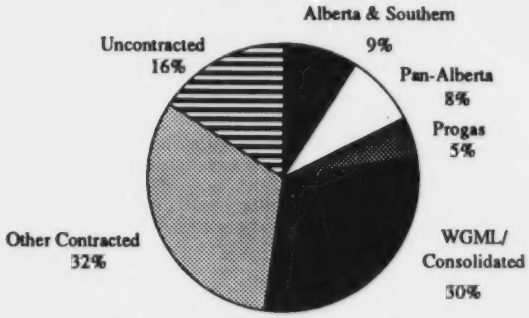
As short-term contracts expire, some contracted gas becomes uncontracted and it is therefore difficult to estimate exactly how much gas is available for new sales at any point in time. Alberta also identifies approximately six exajoules of deferred gas reserves. These established gas reserves are not currently available for sale, generally because production is being re-injected for enhanced recovery of crude oil or natural gas liquids. Where these reserves are currently producing under their respective enhanced recovery schemes, by our definition, they are considered to be under contract. However, they may not be contracted because there is no net production available for sale. For these reasons, our estimate of contracted reserves is likely somewhat overstated.

We recognize the limitations of this analysis and are currently investigating alternative approaches to improve our ability to analyze the contractual status of established reserves. This would include an assessment of the supply arrangements underlying direct sales. Our present understanding is that this data is not readily available and efforts may be required to gather it with the cooperation of industry.

Our assumptions suggest that there are at a minimum some nine exajoules of uncontracted reserves in Alberta, representing about 16 per cent of that province's remaining reserves (figure 3-19). They are contained in over 8000 gas pools. Over half of these uncontracted reserves are in pools with less than 100 million cubic metres of initial reserves, with an average pool size of less than 30 million cubic metres (figure 3-20). The uncontracted reserves are fairly

Figure 3-19

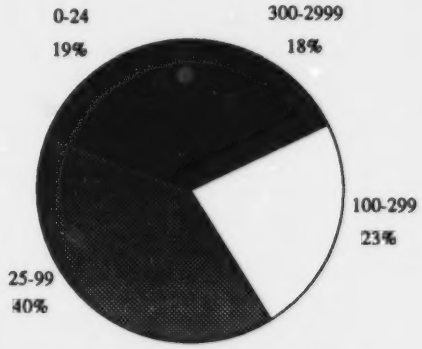
Contractual Status of Remaining Reserves in Alberta [1] as of 1989-01-01



[1] Alberta's remaining marketable natural gas reserves are some 60 EJ.

Figure 3-20

Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Pool Size [1]



(pool size in millions of cubic metres[2])

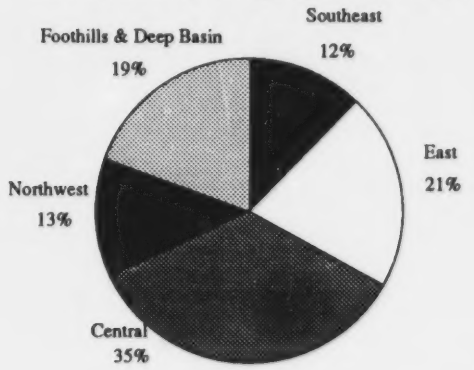
[1] Alberta's uncontracted remaining marketable gas reserves are estimated at some 9 EJ.

(refer to text for assumptions upon which this estimate is based).

[2] Pool size is based on initial established marketable reserves.

Figure 3-21

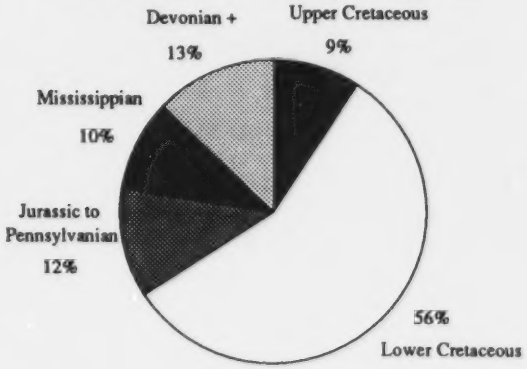
Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Geographic Area [1]



[1] Alberta's uncontracted remaining marketable reserves are estimated at some 9 EJ (refer to the text for assumptions upon which this estimate is based).

Figure 3-22

Distribution of Uncontracted Reserves in Alberta by Geological Age [1]



[1] Alberta's uncontracted remaining marketable reserves are estimated at some 9 EJ (refer to the text for the assumptions upon which this estimate is based).

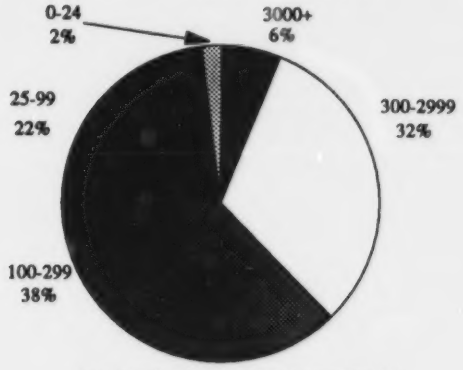
evenly distributed throughout the province, with a somewhat greater proportion being in central Alberta (figure 3-21). Over half of the uncontracted reserves are contained in the Lower Cretaceous formations, which can be generally characterized as smaller pools with relatively good initial production rates (figure 3-22).

British Columbia

The situation in British Columbia is unique because, prior to 1984, all gas purchase contracts with B.C. producers were held by the British Columbia Petroleum Corporation, a provincial crown corporation. In that year, the B.C. government first allowed direct sales to export customers and, in 1986, introduced direct sales within the province. In the last two years, direct sales of B.C. gas have grown rapidly and a number of parties, including B.C. industrial customers, Westcoast Energy Inc. and A & S, now hold gas supply contracts with the producers. As with Alberta, we have assumed that all producing pools comprise the established gas reserves under contract. Using that assumption, approximately five exajoules, or 65 percent of B.C.'s established gas reserves are under contract. About 85 percent of these reserves are still held by the BCPC. Contrary to the Alberta situation, almost two-thirds of the shut-in reserves in British Columbia are contained in pools larger than 100 million cubic metres in size, with an average initial pool size of 115 million cubic metres (figure 3-23).

Figure 3-23

Distribution of Shut - in Reserves in B. C. by Pool Size [1]



(pool size in millions of cubic metres [2])

[1] B.C. shut-in remaining marketable gas reserves are some 2.8 EJ.

[2] Pool size is based on initial established marketable reserves.

Saskatchewan

About 42 percent of Saskatchewan's established reserves of 2.4 exajoules are under contract to Provincial Gas Ltd. and are essentially reserved for provincial consumption. Another five percent are dedicated to direct sales within the province. Since the implementation of the 31 October 1985 Agreement, the government of Saskatchewan has been very supportive of extra-provincial sales. Currently almost 14 percent of Saskatchewan's established reserves are contracted for out-of-province sales. In total then, some 61 percent of Saskatchewan's established gas reserves, or 1.5 exajoules, are currently under contract.

In February 1987, the Saskatchewan Power Corporation ("SPC") renegotiated its producer contracts to provide for a 20 percent reduction in SPC's rates-of-take from producers, thereby freeing a considerable portion of Saskatchewan gas for the direct sales market. Further, on 1 May 1988, the SPC sold approximately 830 petajoules of its own gas reserves to SaskOil Ltd. Whereas these reserves were previously reserved for the SPC's own consumption, SaskOil is now free to sell this gas within and outside the province.

(iii) Recent Exploration and Development Activity

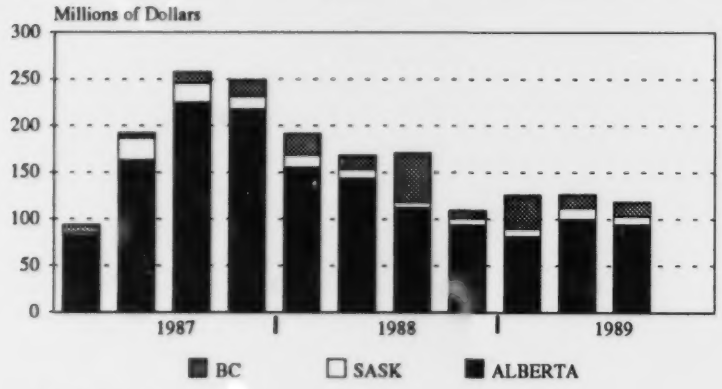
Exploration and development activity by the petroleum industry during the first three quarters of 1989 was lower than in the corresponding period of 1988. This decrease is reflected by a number of indicators, including the amount spent on land purchases, geophysical activity, and drilling activity .

The decline in total exploration and development activity resulted from a number of factors:

- the pessimism about future oil and gas prices,
- the termination of federal and provincial government incentive programs,
- the impact of mergers and takeovers, and
- the current emphasis on rationalization of producing interests and cost reduction.

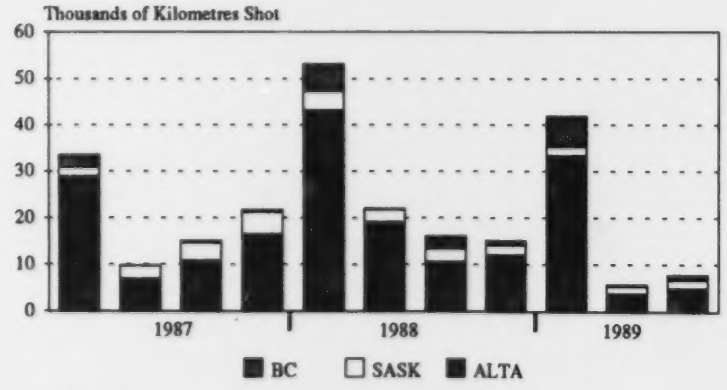
Although overall activity was down, many companies increased their efforts to find and develop natural gas. This can be seen by the increases in investment in land considered to have potential for natural gas and in seismic activity on such land. Gas well completions in B.C. and Saskatchewan have increased by 27 percent and 55 percent, respectively. The total number of gas well completions is down some 20 percent in Alberta. However, gas well completions have increased from 25 percent of the total wells drilled in the first three quarters of 1988 to 35 percent of the total wells drilled in the corresponding period of 1989. This suggests that market opportunities, expectations of price recovery and the potential for discovery of significant

Figure 3-24
Land Sale Expenditures by Province



Source: Daily Oil Bulletin

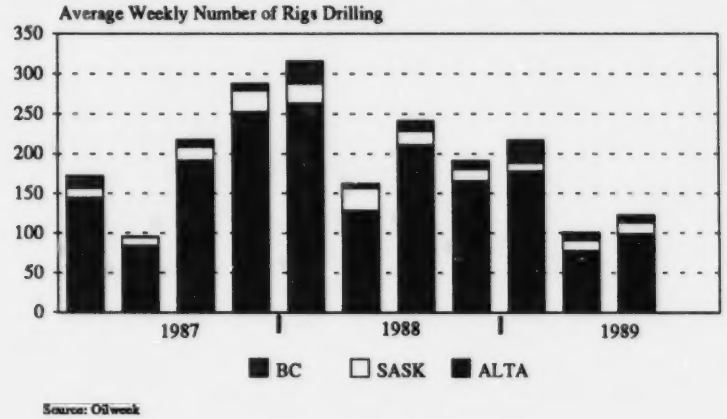
Figure 3-25
Geophysical Activity by Province



Source: Geo-Plat Bulletin

Figure 3-26

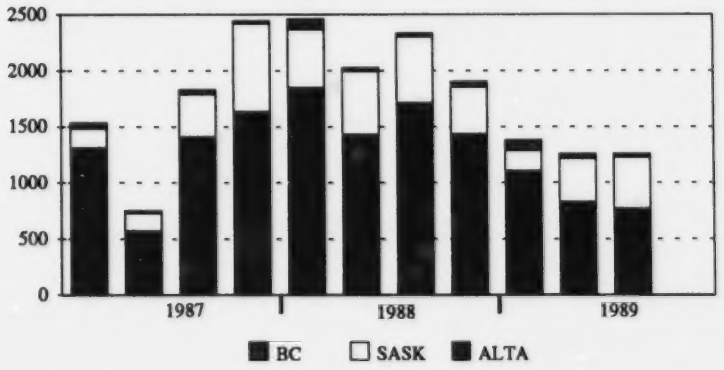
Drilling Activity by Province



Source: Oilweek

Figure 3-27

Wells Drilled by Province



Source: Oilweek

accumulations of natural gas are resulting in a shift in activity toward gas exploration and development.

The province of Manitoba has been excluded from this discussion of gas exploration and development activity in western Canada, as activity in Manitoba is minimal.

Land Sales Activity *(figure 3-24)*

Overall, industry investment in land in western Canada declined during the first three quarters of 1989 compared to 1988. To the end of September 1989, Alberta land sales raised $276 million, down from $427 million for the corresponding period of last year. However, in 1989 much of the interest has been directed toward lands considered to be highly prospective for gas. In B.C., land expenditures during the first nine months of 1989 were $66 million, down from $92 million in the corresponding period of 1988.

Revenues from the sale of Saskatchewan lands considered to have natural gas potential were over $12 million in the first half of 1989, almost equal to the $13 million raised from the sale of gas rights for all of 1988.

***Geophysical Activity** (figure 3-25)*

During the first three quarters of 1989, geophysical contractors conducted about 60 000 kilometres of seismic surveys, 25 percent below the level recorded in the same period of 1988. Only B.C. recorded an increase in activity over 1988 levels. In the WCSB, seismic activity is largely occurring in areas considered to have potential for natural gas.

Drilling Activity

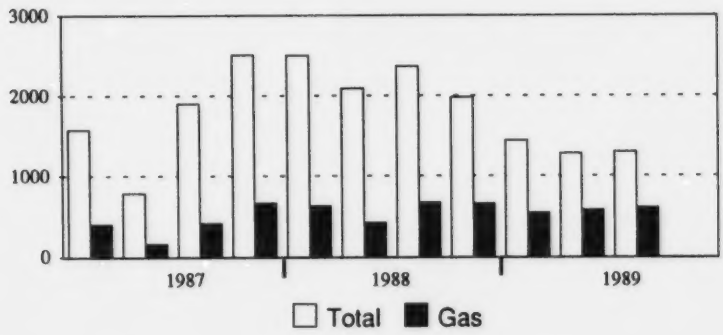
We have examined two different indices of drilling activity.

The first is the average weekly number of drilling rigs active by quarter. Rig activity in the first three quarters of 1989 averaged 161 out of some 500, the lowest level of activity in this decade (figure 3-26). Most of this decline occurred in Alberta.

The second measure of drilling activity is the number of wells which finished drilling in each quarter (figure 3-27), and, more specifically, the number of gas well completions[1] by quarter (figures 3-28 and 3-29).

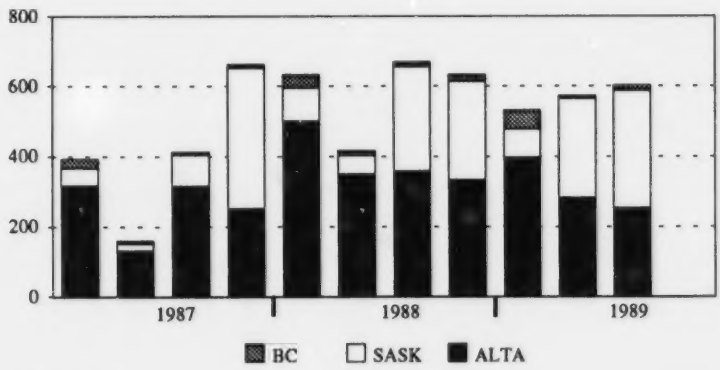
1. The total number of wells drilled is the number of wells which have finished drilling dates in that quarter and includes both wells successfully completed and dry holes. Wells completed are differentiated on the basis of oil or gas production.

Figure 3-28
Comparison of Total Wells Drilled and Gas Well Completions



Source: Oilweek

Figure 3-29
Gas Well Completions by Province



Source: Oilweek

A total of 4014 wells were drilled in Canada during the first nine months of 1989, a 40 percent reduction from the 6961 wells drilled in the corresponding period of 1988. While the total number of wells drilled declined, gas well completions increased from 25 percent of total wells drilled over the first nine months of 1988 to over 40 percent of the total wells drilled in the first nine months of 1989. As a result, gas well completions have remained unchanged at approximately 1730 wells.

In Alberta, 935 gas wells (35 percent of total wells drilled) were completed during the first nine months of 1989; this compares to 1209 gas wells completed (25 percent of total) during the same period of 1988.

Recent gas exploration and development activity in the province occurred largely in the areas outlined in figure 3-30. Despite the expense of deep drilling, the prospects of large pool size, high producibility, and high sulphur and natural gas liquids content has made the Caroline area an attractive gas target, particularly for the major companies. The prospect of multiple pay zones and good producibility has generated interest in the Pine Creek, Sylvan Lake, and Karr/Gold

Figure 3-30
Areas of Significant Drilling Activity B.C. and Alberta

Creek areas. Access to existing facilities and hence markets, pool size and good producibility has generated interest in the Cranberry and Doe Creek areas. In the northeast, the proximity to heavy oil and oil sands plants (with their need for gas as fuel), large pool size, and shallow depth have attracted activity to the Foster Creek/ Hangingstone areas.

During the first nine months of 1989, 79 gas wells were completed in British Columbia; this compares to 62 gas completions during the same period last year. The potential for large pool size and high producibility has made the Boundary Lake and Bullmoose/ Sukunka areas attractive targets. The potential for multiple pay zones and good rates of production have attracted several companies to the Ring/Border areas. It is anticipated that northeastern British Columbia will continue to be an active exploration area.

Drilling activity for gas in Saskatchewan has been at record levels, with 693 gas wells completed during the first three quarters of 1989, compared with 446 gas wells completed in the same period last year. Most of this increase in gas activity is the result of the Saskatchewan government's policy on gas sales and the lower risk associated with shallow drilling, particularly in the southwest portion of the province. However, it should be noted that reserve additions resulting from this drilling activity are generally rather low on a per well basis.

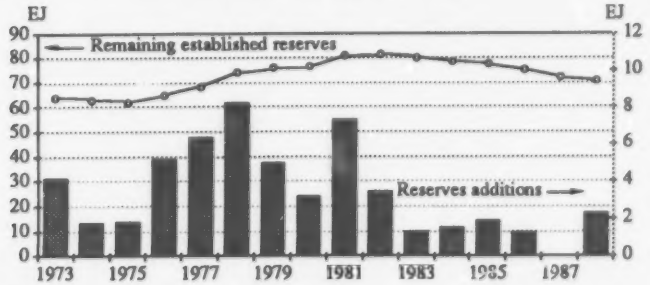
In summary, although total activity declined over the period January to September, 1989, as compared to the same period in 1988, there were a number of encouraging signs with respect to natural gas activity. During this period, the Canadian petroleum industry drilled more gas wells than oil wells for the first time since 1982. Other activity indicators suggest a continuing shift to gas-directed activity in the near term in response to growth in natural gas markets, particularly in the United States. The extent to which this trend will continue is largely dependent on the perception by individual companies, especially the small and medium sized players, of the gas market opportunities and of the economics of exploring for and developing natural gas prospects.

(iv) Reserves Additions

During the period between 1986 and 1988, while the number of gas wells drilled annually was increasing, natural gas reserves additions varied from an addition of 1.3 exajoules in 1986 to a reduction of 0.6 exajoules in 1987 and to an addition of 2.3 exajoules in 1988. During this same period remaining established natural gas reserves have declined from 75.7 exajoules to 70.6 exajoules (figure 3-31).

Reserves additions are comprised of two components: new discoveries, and revisions and extensions to existing reserves. Over the period 1986 to 1988, the rate of new discoveries was fairly constant at about 0.5 exa-

Figure 3-31
Remaining Established Reserves and Reserves Additions In Conventional Areas



joules per year. In the same period, revisions and extensions to existing reserves varied substantially, from an addition of 0.8 exajoules in 1986, to a reduction of 1.0 exajoules in 1987, to an addition of 1.6 exajoules in 1988. The low value in 1986 and the reduction in 1987 resulted in part from downward revisions to the estimates of reserves assigned to small pools in Alberta. In developing our current forecast of reserves additions, we have assumed that these downward adjustments are now complete and that there will not be any major negative revisions to reserves estimates in 1989, 1990 or 1991.

With the stabilizing of gas prices and the improvement of gas markets, we anticipate that drilling activity will bottom in 1989 at a total of about 5600 wells, the lowest level this decade, and then begin to recover. We consider it reasonable to expect an increase in total well completions to about 6500 wells in 1990 and 8000 wells in 1991. In this case, the number of gas exploratory wells would increase, with an associated increase in new discoveries. Reserves additions in total would also increase as companies develop these discoveries and expand existing pools. However, the net result of our forecast of reserves additions and production is that remaining established reserves would fall a further six percent, to a level of 66 exajoules, by the end of 1991 (table 3-8).

In preparing the forecasts of both drilling activity and associated reserves additions, we made assumptions with respect to the continuing economic attractiveness of natural gas exploration and development. Additionally, we assumed that there are no significant negative revisions to established reserves over this period. These factors, as well as the historical variability in total reserves additions, suggest that this forecast should be considered with appropriate regard for the uncertainty inherent in the underlying assumptions.

Table 3-8
Established Reserves of Marketable Natural Gas In Conventional Areas
(exajoules)

	Initial Reserves Beginning of Year	Additions			Initial Reserves Year-End	Cumulative Production Year-End[a]	Remaining Reserves Year-End[a]
		Discoveries	Revisions & Extensions	Total			
1986	134.8	0.5	0.8	1.3	136.0	60.4	75.7
1987	136.0	0.4	-1.0	-0.6	135.5	63.5	72.0
1988[b]	135.5	0.7	1.6	2.3	137.8	67.1	70.6
Forecast							
1989	137.8	0.6	1.6	2.2	140.0	71.1	68.9
1990	140.0	0.7	1.8	2.5	142.5	75.2	67.3
1991	142.5	0.8	2.2	3.0	145.5	79.5	66.0

NOTE: Numbers may not add due to rounding
[a] May not be the same as previously published due to adjustments to cumulative production to reflect actual annual production.
[b] Preliminary

Reserves to Production Ratio

The reserves to production ratio[1] is the ratio of currently remaining established reserves to the current annual rate of production. The reserves to production ratio for western Canadian natural gas reached a maximum of about 29 in 1982 and 1983, as a result of increases in reserves and falling overall demand. Since 1983 the ratio has fallen, reflecting declining reserves as well as, more recently, sharply increased production. The reserves to production ratio for 1988 is estimated at 20, down from 23 in 1987 (figure 3-32). The provincial ratios are 19 for Alberta, 24 for British Columbia and 17 for Saskatchewan.

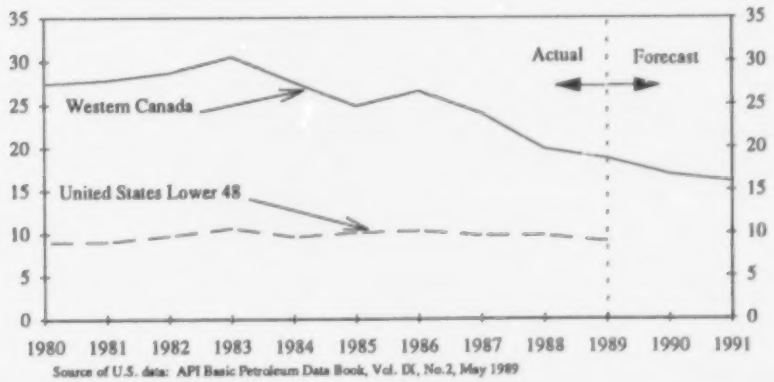
The reserves to production ratio is expected to continue to decline through the period to 1991 based on projected reserve additions and anticipated production rates.

For comparative purposes, it is interesting to briefly examine the natural gas supply situation in the United States. Exploratory drilling and successful gas exploratory drilling both peaked in 1981 and have declined almost every year continuously since (figure 3-33). Natural gas reserve additions have also declined steadily over this period, coincident with an ongoing decline in proved remaining reserves (figure 3-34). At year-end 1988, proved remaining reserves in the lower 48 states were estimated at 168 exajoules.[2]

During the first six months of 1989, U.S. rig activity and the monthly seismic crew count were at some of the lowest levels since records have been kept. The U.S. Department of Energy's estimate of surplus gas deliverability in 1989 is at its lowest level since 1982 and 30 per cent below the level estimated in 1988.[3] The reserves to production ratio for the lower 48 states has consistently been below that in Canada, and

Figure 3-32

Comparison of Natural Gas Reserves/Production Ratios

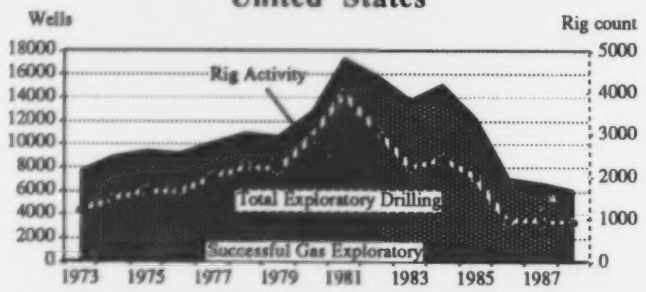


Source of U.S. data: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No.2, May 1989

declined to below 10 in 1988. The dissipation of the U.S. gas "bubble" (excess of productive capacity over demand) has come about because of an increase in demand, combined with the ongoing decline in supply availability due to low levels of drilling activity. The domestic supply situation has led U.S. purchasers to purchase Canadian supply as a means of meeting their requirements. Many observers suggest that the U.S. gas bubble will be essentially eliminated by 1990, which should result in increased levels of drilling activity in the U.S. and moderation in the decline in gas deliverability.

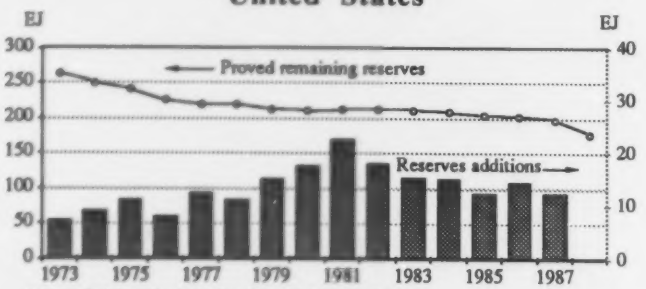
1. The reserves to production ratios referenced above are based on total remaining established reserves and tend to somewhat overstate the reserves immediately available to meet demand. Certain natural gas reserves are deferred for conservation reasons (for example, oil field gas caps), are currently being utilized in enhanced oil recovery projects, or are uneconomic to develop in the short term. Additionally, a large proportion of the uncontracted reserves are not immediately available for production because they are in more remote areas where the necessary infrastructure does not currently exist. Taking into account the non-availability of these reserves in the short term, we estimate that full utilization of currently available productive capacity would result in a reserves to production ratio for the Western provinces in the range of 12 to 13.
2. Foster Report No. 1739 p. 11 and information obtained from U.S. Department of Energy.
3. Oil and Gas Journal, August 28th, 1989, p. 25.

Figure 3-33
Exploratory Drilling and Rig Activity
United States



Source: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No. 2, May 1989.

Figure 3-34
Proved Reserves and Reserves Additions
United States



Source: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No. 2, May 1989 and Foster Report No. 1739 - p11.

(v) Productive Capacity

Productive capacity is an estimate of the available production at any particular time. Our estimates represent the productive capacity immediately available from all connected reserves, plus that which could be made available from both connected and unconnected reserves and from reserves additions within about six months. These estimates include productive capacity from some infill wells which, although we consider them economic on a stand-alone basis, may not be drilled because of an individual producer's particular economic situation. For these reasons, our estimates may be higher than the immediately available productive capacity. Further, our projections are not constrained by the transmission capacity of major pipeline systems such as NOVA and TransCanada.

For Alberta and British Columbia, we have estimated productive capacity on a pool-by-pool basis and compared the results to peak month production rates. Productive capacity projections for Saskatchewan and Ontario were based on recently-published data with respect to the monthly production statistics for those areas.

Since our October 1988 report, there has been no substantive change in our short-term productive capacity outlook. Almost 85 percent of current total WCSB productive capacity of 4.7 exajoules per year originates in Alberta, some 12 percent in British Columbia, and the remainder in Saskatchewan, the southern territories and Ontario (figure 3-35).

Alberta

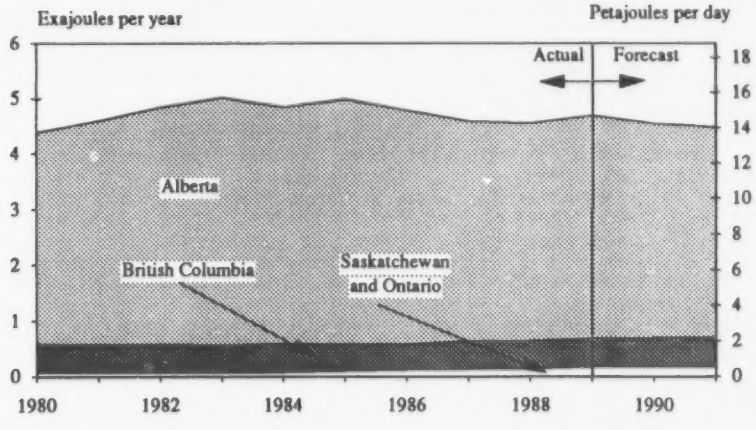
Annual productive capacity in Alberta declined slightly through the mid-1980s and has remained relatively constant over the last couple of years.

The major Alberta shippers - WGML, Pan-Alberta, A & S and ProGas - together account for almost three-quarters of total Canadian productive capacity, (WGML represents about 43 percent, Pan Alberta about 13 percent, A & S about 12 percent and ProGas about 6 percent of the total).

Out of Alberta's 6000 or so producing pools, 1000 large pools (initial established reserves of 300 million cubic metres or more) contribute over 75 percent of the current annual productive capacity of some 4.0 exajoules.

Figure 3-35

Productive Capacity in Canada



Our analysis indicates that Alberta's total productive capacity will decline modestly over the 1990 to 1991 forecast period.

As productive capacity in the producing pools declines over the next few years, some of the uncontracted reserves will have to be tied-in to offset this decline in capacity and meet increased demand for gas. In our analysis, we have assumed that some 35 percent of the uncontracted reserves will be tied-in over the 1989 to 1991 period in response to forecast increases in demand over that period. This is somewhat higher than the rate of new connections in recent years and is reflected in the major expansion program planned for the NOVA system over the next few years.

British Columbia

Productive capacity in British Columbia grew steadily until 1973 and declined to the end of the decade, when it again began to increase as a result of higher levels of drilling activity in response to higher anticipated prices and expectations of greater market opportunities. Both expanded transportation links to the NOVA system in Alberta at Gordondale and in the Deep Basin area and increased exploration and development activity led to increases in productive capacity.

The level of productive capacity in British Columbia and the adjacent southern Yukon and Northwest Territories connected to the Westcoast system is currently estimated to be about 520 petajoules from some 500 pools. This level is expected to increase somewhat over the forecast period as new areas become connected.

Saskatchewan

The high level of activity in Saskatchewan over the last two years has almost doubled productive capacity from Saskatchewan reserves. Productive capacity east of Alberta, which includes a small and relatively constant amount from Ontario, is currently about 170 petajoules per year, up from an estimated 100 petajoules last year. Most of Saskatchewan's increased productive capacity originates in low-productivity Milk River-Medicine Hat pools similar to those in southeastern Alberta.

In summary, both British Columbia and Saskatchewan have experienced increases in productive capacity over the last two years, while productive capacity in Alberta has remained fairly constant over the same period. Total Canadian productive capacity has therefore increased modestly over that period and is expected to decline over the forecast period to 1991.

3.5 Supply/Demand Balance

Last year's report concluded that adjusted productive capacity (i.e. productive capacity reflecting anticipated production levels) would be more than sufficient to meet demand to the year 1989, although the margin of capacity over demand on peak days was expected to narrow. The trends suggested in that report are continuing.

Annual productive capacity is expected to be adequate to supply forecast demand for gas, including exports and net of imports, over the period of this outlook (figure 3-36). However, utilization of available productive capacity is expected to increase substantially with supply and demand approaching balance by 1991 (table 3-9).

The preceeding discussion compared supply and demand on an average annual basis. However, there also must be productive capacity to meet requirements on a peak day basis. When determining the productive capacity required to meet peak day demand, the implications of pipeline capacity, storage capacity and its delivery capability, as well as import pipeline capacity must also be considered. We anticipate that on a peak day basis, supply and demand will be approximately in balance by 1991.

The supply/demand analysis is affected by uncertainties related to both supply and demand. On the supply side, these uncer-

Figure 3-36

Adjusted Productive Capacity and Demand

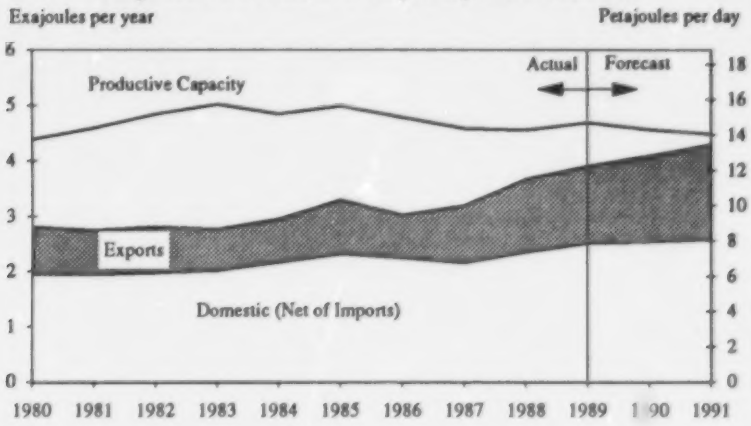


Table 3 - 9

Forecast of Adjusted Productive Capacity and Demand

(Petajoules)

Annual Basis (petajoules/year)	1987	1988	1989	1990	1991
Adjusted Productive Capacity [1]	4593	4565	4692	4575	4490
Demand					
Net Sales	1807	1994	2164	2188	2239
Pipeline Fuel and Losses	134	153	168	176	183
Reprocessing Shrinkage	212	222	229	245	253
Exports	1058	1337	1425	1580	1740
Imports	(3)	(23)	(62)	(80)	(100)
Total Demand	3208	3683	3924	4109	4315
% utilization of productive capacity	70	81	84	90	96

[1]Productive capacity is at the field plant gate.

tainties include those related to assumptions about contract rates, connection rates, drilling activity and reserves additions. On the demand side, there are a number of uncertainties, primarily the weather and industrial usage.

In summary, the margin of productive capacity over demand is expected to narrow substantially over the next two years both on an annual and a peak day basis. As productive capacity and demand approach a balance, the utilization of storage and imports will play an increasingly important role in balancing supply and demand on peak days.

3.6 Conclusions On Canadian Gas Supply, Demand and Prices: Short-term Assessment

- Domestic demand for natural gas is forecast to increase by approximately 13 percent over the period, from 2148 petajoules in 1988 to 2422 petajoules in 1991. This growth is due to increases in both residential and industrial sector demand and reflects our expectation of slower growth in economic activity.

- Exports are forecast to increase by almost 30 percent over the period to 1991, from 1.34 exajoules in 1988 to 1.74 exajoules in 1991. This increase in export volumes is due to the resurgence in U.S. gas demand, a more open market, improved access to U.S. pipelines and the competitive price of Canadian natural gas. The growth in export volumes is primarily in the U.S. Northeast and Central market regions.

- Imports are forecast to increase to 100 petajoules by 1991 with the direct connection provided by the St. Clair pipeline facilities.

- Remaining established marketable gas reserves in the conventional producing areas of Western Canada were 70.6 exajoules at year-end 1988 and are expected to decline by 6 percent, to 66.0 exajoules, by year-end 1991, as reserve additions will not keep pace with increasing levels of production to meet export and domestic demand.

- We estimate that a minimum of some 13 exajoules of established reserves in the WCSB are uncontracted, representing approximately 18 percent of established reserves at year-end 1988. The majority of these reserves are found in Alberta, generally in smaller pools.

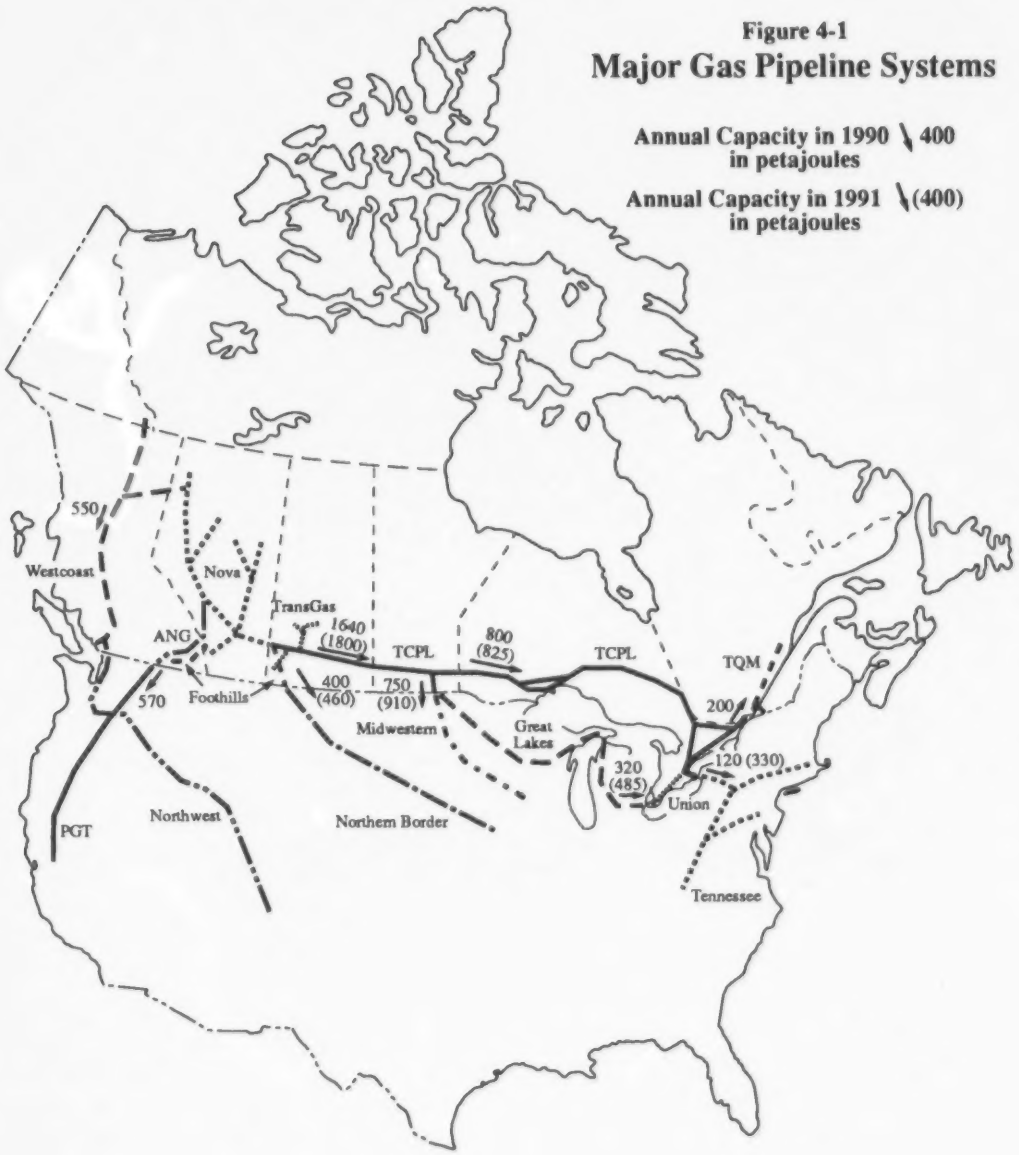
- Since the October 1985 Agreement, shorter-term supply contracts for domestic sales have become more common, particularly for direct purchases by industrial buyers. However, domestic LDCs have recently renegotiated their supply arrangements to provide for 10 to 15 year terms. At the same time, supply contracts in support of gas exports to the U.S. have generally remained long-term. Over the past year development contracts have been introduced by purchasers as a new approach to securing long-term natural gas supplies for export sales.

- Exploration and development activity has declined in 1989, although there have been a number of encouraging signs with respect to natural gas activity, particularly in B.C. and Saskatchewan. We anticipate that drilling activity will bottom in 1989 at a total of about 5600 wells (the lowest level this decade) and recover through 1991.

- The margin of productive capacity over demand is expected to narrow substantially over the period to 1991, on both an annual and peak day basis. By 1991, supply and demand are forecast to be approximately in balance.

Figure 4-1

Major Gas Pipeline Systems



Chapter 4

Pipeline Capacity for Domestic and Export Markets

This chapter examines natural gas pipeline capacity, including storage capacity, and, using the forecasts of gas supply and demand presented in Chapter 3, assesses capacity utilization in order to determine the extent to which sufficient capacity is likely to be available.

The Canadian gas pipeline industry will leave the 1980s in much the same way as it entered: with major system expansions either planned or underway. The reason for this is that increasing demand, particularly in the export market, has increased the level of utilization of all major pipeline systems, such that any considerable increase in firm winter service requires additional facilities. From 1982 to 1987, there was relatively little activity in pipeline construction because demand, particularly export demand, did not grow as quickly as expected to fill the pipeline expansions of the early 1980s, but beginning in 1988 this trend changed. Following high demand in 1987 and 1988 for gas exports, several pipeline systems proposed major expansions (figure 4-1).

TransCanada invested $600 million during 1988 and 1989 in the expansion of its system to accommodate incremental domestic requirements as well as export volumes to the United States midwest and northeast markets. A further $600 million expansion has been approved with certain conditions by the NEB for 1990. For 1991 and 1992 TransCanada has proposed construction costing some $1 billion. The early 1990s expansions are primarily to accommodate expected growth in exports to the U.S. northeast market.

In addition, the ANG and the Foothills systems are planning major expansions to serve the California and midwest markets.

4.1 Pipeline Capacity and Capacity Utilization

Figure 4-1 illustrates the Canadian and interconnecting U.S. natural gas transmission systems. In 1988, export pipelines were utilized on average at over 80 percent of their capacity compared to an average utilization of 50 percent experienced during the previous five years.

Most major Canadian transmission systems have operated at high levels of capacity utilization during the January-February period of peak winter demand, and this is expected to continue (table 4-1).

Currently, there is virtually no spare capacity on any major pipeline system in Canada, with the exception of a small amount of spare capacity on Westcoast. Canadian pipeline systems are transporting gas at high rates of capacity utilization and are expected to remain in this position for some time. The

Table 4-1
Pipeline Utilization During January and February[a]

	Capacity 1989/1991 (PJ)	Two-month Percent Utilization			
		1988 (Actual)	1989 (Actual)	1990 (Forecast)	1991 (Forecast)
Westcoast	95	82	90	91	91
NOVA	450/510	92	88	90	90
ANG and Foothills (West)	100	99	97	95	97
Foothills (East)	70/75	96	75	90	88
TCPL (West)	280/320	88	89	92	90
TCPL (Central)	120/140	99	99	97	99
TQM	31	71	73	75	78

[a] Data for TransGas and Union are not available.

only option available which could further improve utilization is increased takes of natural gas in the summer months, except on TransCanada's central section and on the ANG system which are operating at virtually full capacity all year long.

In this section we review pipeline capacities[1] and utilization rates on each of these systems, proceeding from those in the west to those in the east.

Westcoast

Westcoast's system processes and carries natural gas from the fields of British Columbia, the Yukon and the Northwest Territories to the domestic market in British Columbia and the export market of the western United States. Westcoast is also one of the sponsors of Pacific Coast Energy Corporation ("PCEC") which intends to build a natural gas pipeline to Vancouver Island. It is expected to begin service in 1991.

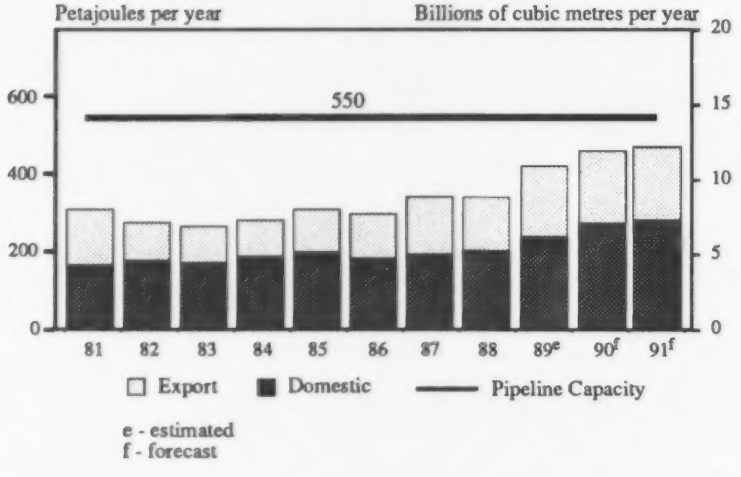
Westcoast's annual mainline capacity for both export and domestic volumes is approximately 550 petajoules (figure 4-2). We forecast an annual requirement of 460 petajoules in 1990, increasing to 470 petajoules in 1991[2], for a capacity utilization of 82 and 86 percent, respectively. This level of utilization is partly due to an expected consumption of up to 50 petajoules in 1990 at the Burrard thermal generating plant in Vancouver. Following the open season held by Westcoast in 1989, capacity at the McMahon gas plant near Taylor, B.C. has been fully contracted and new facilities may be necessary if further demand develops.

We expect export demand to increase from 185 petajoules in 1990 to 190 petajoules in 1991.

To enhance the ability of producers to maximize sales, Unocal Canada Limited and Westcoast have developed the Aitken Creek

1. The annual pipeline capacities and throughputs in this report are estimates and forecasts by the Board based on information in facilities applications and reports on actual throughput filed with the Board. To assess a pipeline's capacity, many factors were considered, including, for example, differences in seasonal and peak day capacities and the need for annual maintenance work. The annual capacities shown in this report must be considered as illustrative only.
2. We did not include any volumes for the PCEC project in 1991, because at the time the forecast was made the timing of the project was uncertain.

Figure 4-2
Westcoast Capacity Utilization



oil reservoir in northern British Columbia into a gas storage site. This storage site, with a capacity of 30 petajoules, enables marketable gas to be stored in the summer and withdrawn from storage in the winter, permitting higher utilization rates of upstream processing and transmission facilities.

Approximately 21 petajoules of natural gas storage is contracted by British Columbia distributors at underground facilities at Jackson Prairie, Washington, 320 kilometres south of Vancouver.

In 1989, Westcoast modified its system in the Fort St. John area to allow B.C. gas to flow eastward into the NOVA system, giving it access to markets in eastern Canada and additional routes to the U.S. Initial capacity is approximately 20 petajoules per year but plans are to double this by 1991.

ANG - Foothills (Western Leg)

Alberta supplies large quantities of natural gas to the California market through the combined facilities of the Alberta Natural Gas system and the western leg of the Foothills system. The export point is at Kingsgate, British Columbia.

ANG's annual capacity is approximately 570 petajoules (figure 4-3). We do not expect any system expansion during our outlook period to 1991.

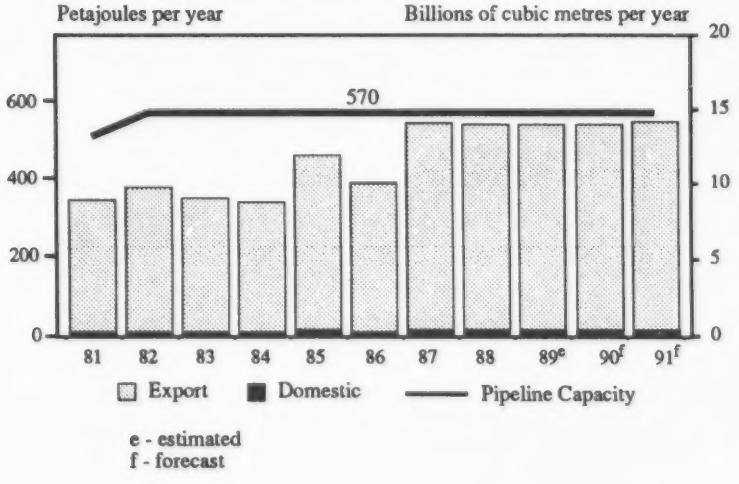
We expect export demand of approximately 540 petajoules, in 1990, increasing to 545 petajoules in 1991, resulting in capacity utilization rates of 95 percent.

TransGas

TransGas operates a high pressure gas transmission system in the province of Saskatchewan, which moves natural gas produced in Saskatchewan to markets within the province and to markets outside Saskatchewan. Almost all of the Saskatchewan gas moving east goes to Ontario markets. Currently, TransGas delivers a total of 210 petajoules of natural gas annually. Of this amount, 80 petajoules are

Figure 4-3

Alberta Natural Gas (Including Foothills Western Leg) Capacity Utilization



destined for markets in Ontario via the TransCanada pipeline system. Facilities under construction will increase the capability of TransGas to move gas out of Saskatchewan by 12 petajoules to 92 petajoules in 1989/90. Plans have been made to increase this by a further 8 petajoules in 1990/91.

Currently, the TransGas system is operating at 65 percent capacity utilization. This relatively low value is a result of the seasonal nature of the intra-Saskatchewan demand. Volumes moving out of the province typically flow at 90 percent of contracted capacity. In addition, there exists some spare capacity (up to 30 petajoules per year) on the TransGas system to move gas to the Foothills eastern leg.

NOVA

The NOVA system transports Alberta-produced gas and a small amount of B.C. gas to meet requirements both inside and outside Alberta. In 1989, intra-Alberta requirements will be about 670 petajoules and we expect extra-Alberta sales (domestic and export) of about 2130 petajoules per year. Over the next five or six years, NOVA intends to spend some $3 billion to increase its capacity to transport up to 3600 petajoules. This investment in facilities is required to meet increased demands for service for both inside and outside the province, to accommodate a northward shift of gas supply, and to modernize existing compressors.

The NOVA system was operating at full capacity in the 1988/89 winter season and is likely to be fully utilized during the winter of 1989/90 with only limited interruptible service being available. For the 1989/90 contract year, available firm capacity has been fully contracted and the capacity to be provided in 1990/91 by the approximately $500 million of additional facilities has already been contracted.

For the 1991/92 contract year, NOVA has received a large number of requests for service. Specific expansion plans for this period have not yet been formulated. However, they are expected to enable NOVA capacity to match or exceed the capacity additions on the downstream transmission systems in addition to capacity planned for increased demand in Alberta.

To assist in meeting the winter peak demand on the NOVA pipeline system there is 57 petajoules of underground storage available in Alberta.

Foothills (Eastern Leg)

The eastern leg of the Foothills system transports Alberta and Saskatchewan gas to the Monchy, Saskatchewan, export point from where it is exported to the central U.S. region through the Northern Border Pipeline Company ("Northern Border") pipeline system.

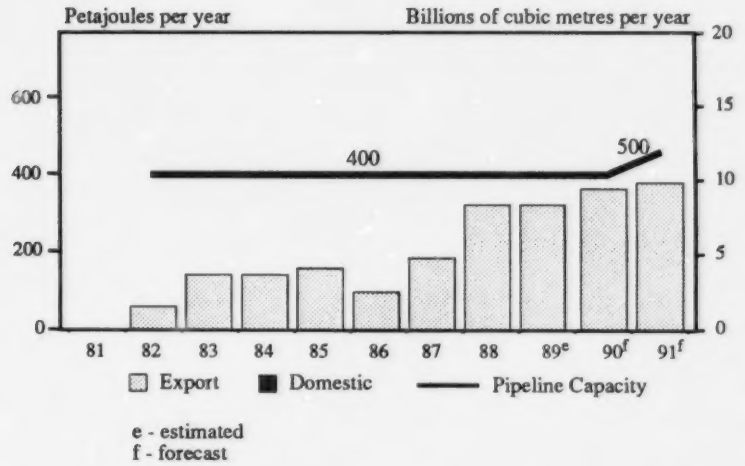
The annual capacity of this leg of the Foothills system is approximately 400 petajoules (figure 4-4). As a result of the approved construction[1] of decompression/recompression facilities the pipeline system will be capable of operating at a higher pressure, increasing the potential export capacity at Monchy to about 500 petajoules by the end of 1990. However, the export capacity of the eastern leg is effectively limited by the capacity of the Northern Border pipeline system. In April 1989 Northern Border filed an application with the United States Federal Energy Regulatory Commission for a new compressor station that would increase the annual capacity of its system to 450 petajoules per year in 1991.

We expect export demand of approximately 365 petajoules in 1990, increasing to 380 petajoules in 1991, which would result in capacity utilization of 91 and 84 percent, respectively. The lower capacity utilization in 1991 arises in connection with the limitations of the Northern Border system.

1. *National Energy Board Reasons for Decision In the Matter of Foothills Pipe Lines (Alta). Ltd. Application for Facilities, GHW-1-89,* June 1989.

Figure 4-4

Foothills Eastern Leg
Capacity Utilization



TransCanada

The TransCanada pipeline system transports gas produced in Alberta and Saskatchewan, eastward to Canadian markets in Saskatchewan, Manitoba, Ontario and Quebec and to markets in the U.S. midwest and northeast.

After several years of ample capacity (figure 4-5), in 1988/89 TransCanada's system utilization increased to the extent that a facilities expansion was necessary to accommodate increased demand. The 1988 expansion program, which cost some $100 million, consisted of removing some system bottlenecks and expanding the capacity of laterals to the Niagara Falls and Philipsburg export points. In 1989, the system was operating near capacity with only a small amount of spare capacity being available on the western section. Total deliveries for 1989 are estimated at 1400 petajoules.

For 1990, firm demand is expected to increase by 150 petajoules, of which two-thirds is for export markets. This has necessitated the expansion of the TransCanada system from Alberta to southern Ontaric at a cost of $600 million. The system is expected to remain fully utilized until these facilities are installed in the spring of 1990, after which time a limited amount of interruptible service may become available. We forecast an annual utilization of over 95 percent for 1990.

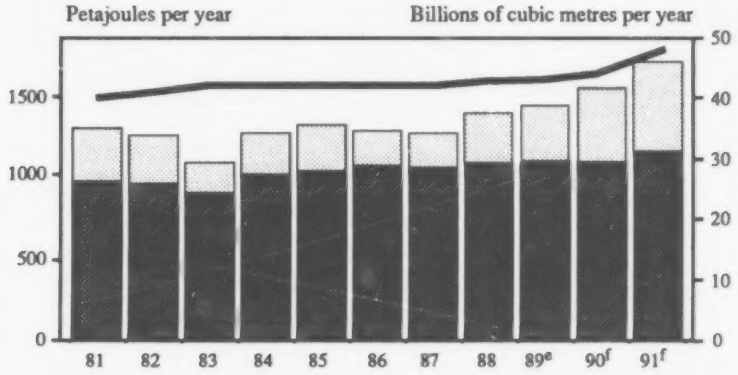
For 1991, TransCanada has received approval for the construction of approximately $600 million of facilities. These facilities are necessary to accommodate a forecasted 190 petajoule increase in firm demand. Of this demand, 150 petajoules are exports, primarily to the U.S. northeast. The program includes a major expansion of TransCanada's western section and is linked to an expansion of the Great Lakes and Union systems. However, we expect that in 1990/91 only a small amount of interruptible capacity may be available, again primarily during the off-peak season. We estimate an annual utilization of some 95 percent in 1991.

TransCanada has applied for a major facilities expansion to be constructed in 1991 and 1992. This envisions the installation of $1.2 billion of facilities on the TransCanada system, and a roughly equivalent amount of

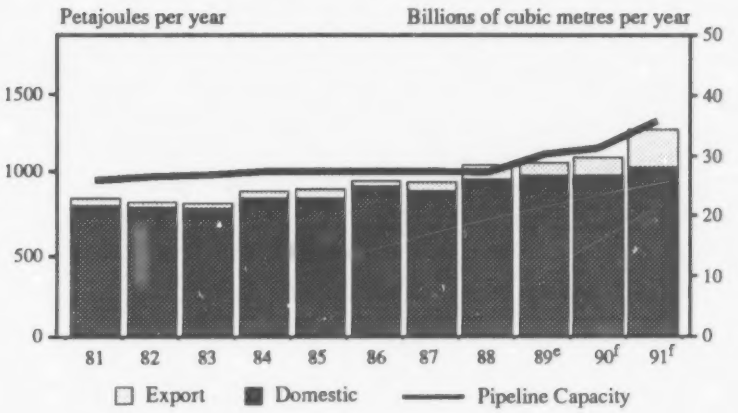
Figure 4-5

TransCanada Capacity Utilization

Western Section (Total Throughput)



Central Section/ Great Lakes (Throughput to Eastern Canada)



e - estimated
f - forecast

facilities on the Great Lakes system. Substantial new facilities would also be required on the NOVA and Union systems. The proposed facilities would provide capacity to accommodate an increment of 370 petajoules in new firm service requests, which are destined almost entirely for the U.S. northeast market. As filed, the application would serve both the Champlain and Iroquois pipeline projects. However, the details of the TransCanada expansion are subject to change following the results of the August 1989 producer voting which, in the main, approved supply for Iroquois but rejected it for Champlain.

TransCanada has proposed the construction of a spur from the Niagara Line to connect with the proposed Empire State pipeline near Niagara Falls. The Empire State pipeline with an initial capacity of 60 petajoules per year is proposed to be in service by late

1990. It would serve the upstate New York area.

In 1989, TransCanada acquired from Union Gas the newly-constructed Kirkwall line in southern Ontario and integrated it into its pipeline system.

During the summer months, gas from the TransCanada system is delivered into underground gas storage in eastern Canada, having capacity of 190 petajoules. This storage capacity allows eastern Canadian distributors and their customers to meet end use requirements, which fluctuate daily and seasonally, while at the same time maintainng their takes under TransCanada and NOVA transportation contracts at 100 percent, thereby minimizing transmission costs. These underground storage facilities, owned and operated by Union and Consumers Gas, are concentrated in the pinnacle reefs of south-western Ontario. There is also a small amount of surface LNG storage at North Bay and Montreal, and some underground storage elsewhere in Ontario which can be used for meeting peak demand. It has been estimated that there remains another 25 petajoules of potential storage in Ontario that could be economically developed.

St. Clair Pipeline

In 1988, the Board approved the construction of a pipeline to cross the St. Clair River near Sarnia. FERC approvals have also been obtained. This pipeline, which is scheduled for construction in late 1989, will serve to link the Union system in southern Ontario with the Michigan Consolidated Gas Company system. The proposed St. Clair Pipeline, which can transport gas in either direction, will be used to link underground storage facilities located in Michigan with Southern Ontario. As well, it will allow the importation of an increased volume[1] of U.S. gas into the southern Ontario market, since MichCon is a local distribution company with access to several major U.S. interstate pipelines. The St. Clair pipeline will have an initial nominal capacity of some 70 petajoules per year, with the potential for a large further increase in capacity at low cost.

Union Gas - Dawn/Trafalgar system

Union Gas, a major distribution company in southern Ontario, owns and operates the Dawn/Trafalgar system, which is an integral part of the pipeline network moving gas from western Canada to eastern Canadian and U.S. markets. The Dawn/Trafalgar system has three main functions: to link the Union franchise area, to trans-ship natural gas across southern Ontario on behalf of TransCanada and others, and to provide a vital link between the underground storage facilities in south-western Ontario and eastern Canadian markets.

TransCanada moves a portion (roughly 30 percent) of the western Canadian gas destined for eastern markets via the Great Lakes system from Emerson, Manitoba to near Sarnia, Ontario. From there, the gas is moved on Union's Dawn/Trafalgar system to Oakville, Ontario, where it re-enters the TransCanada system.

Union and Tecumseh Gas Storage Limited, a company jointly owned by Consumers Gas and Imperial Oil, each have large underground natural gas storage facilities in south-western Ontario. Access to these facilities is available through the Dawn/Trafalgar system. In the summer period, gas is received from TransCanada at either Dawn, near Sarnia, or Oakville and is moved westward on the Dawn/Trafalgar system to storage. In the winter, the direction of flow in this system is eastward as the gas is delivered from storage to meet end user requirements. Union provides storage and transportation service to other eastern LDCs; namely, Consumers, ICG (ONT), GMi and Kingston Public Utilities Commission. These shippers utilize a storage transportation service on TransCanada, to move the stored gas from Oakville to their respective franchise areas.

Union has received many requests for increased transportation on its system by

1. In 1988, approximately 24 petajoules of natural gas were imported into Southern Ontario by way of a Union Gas pipeline under the Detroit River which connects with the Panhandle Eastern Pipeline system in Michigan (see section 3.3).

TransCanada and eastern Canadian LDCs. These are attributable to TransCanada's expansion plans and the growing use of storage by eastern distributors. Another contributing factor is the increase in U.S. imports into southern Ontario which require transportation on the Dawn/Trafalgar system. Union has plans to expand its system to accommodate this demand in the period to 1991.

We do not expect any capacity constraints on the Union system over the near term.

TQM

The TQM system, which currently has an annual inlet capacity of 200 petajoules, is an extension of the TransCanada system from St. Lazare to Quebec City. The pipeline, jointly owned by TransCanada and NOVA, delivers gas on the account of TransCanada to GMi. The system has been operating since its construction at well below capacity and this is expected to continue. Annual deliveries for 1989 are estimated at 110 petajoules. We forecast deliveries of approximately 115 petajoules in 1990, increasing to 125 petajoules in 1991, which would result in capacity utilization of 55 and 63 percent, respectively.

4.2 Assessment of Available Pipeline and Storage Capacity

Since the recent surge in gas exports, all major transmission systems have been operating at or near capacity. In general, the only available capacity is during the summer months. We do not expect that the demand for Canadian gas will slacken and we therefore anticipate that most pipelines will be operating at capacity over the next few years.

Generally, pipeline expansions result in a small amount of spare capacity because of the use of conservative design assumptions and since new markets rarely achieve high load factors in the initial years. However, the fact that TransCanada and NOVA have been inundated with requests for service for the 1990 and 1991 contract years indicates that all capacity will likely be utilized. The natural gas transportation industry has made a transition from having very few parties contracting for transportation on systems with ample capacity to having many shippers needing a variety of transportation services on systems operating at or near to full capacity. Many of the shippers are in the process of learning how to forecast their requirements and contract for pipeline capacity in advance. Systems, such as TransCanada's, that require the construction of new facilities before new firm services can be provided, require up to two and a half years lead time to allow for regulatory approvals and equipment procurement. Such long lead times for pipeline expansion can in effect act as a short-term constraint on the workings of markets. Over the period to 1991, we do not expect open, unspoken-for pipeline capacity in Canada such as exists in the U.S.

The major pipelines have always been able to meet their firm requirements and will continue to do so. However, the current tightness of the systems has meant that interruptible service is much less available than previously. This is causing many distributors and other parties to reformulate their gas contracting policies by relying less on interruptible services.

TransCanada and NOVA are acting to provide adequate capacity to meet growing firm requirements. Expansion plans are geared towards firm requirements and as such, interruptible service will likely be in very limited supply, particularly in the winter. Some amount may be available as a by-product of the proposed facilities expansions.

Storage will likely continue to be efficiently utilized as eastern Canadian distributors shift away from reliance on interruptible service. Access to Michigan storage, provided by the St. Clair pipeline, will increase the options available to eastern Canadian customers.

Those end users contracting with local distributors for interruptible service may experience an increased possibility of curtailment due to the inability of the distributor to obtain either interruptible transportation on TransCanada or incremental firm service on short notice.

Chapter 5
Conclusions

Our review of developments over the past year indicate that some, but not all, of the constraints to competition in the market on which we reported in the October 1988 Report have been eroded.

Removal permit regulation in Alberta is little changed, but is under review. Alberta continues to prevent gas from being removed which is destined for direct sales to end users in what it considers to be other provinces' "core" markets. However, Alberta will no longer refuse removal permits for gas intended to displace WGML sales to LDCs.

Sales and transportation service for the eastern distributors are now provided under separate contracts, and the sales contracts allow distributors limited flexibility to displace WGML gas with gas purchased from others. Provincial regulators have accepted the implications of these contracts for the prices paid by end users through to November 1990, providing some measure of stability during that period.

The NEB rescinded its policy of prohibiting displacement by distributors of contracted purchases, effective 1 November 1989 for those using TransCanada and 1 November 1991 for those using Westcoast.

Gas consumers are generally benefitting from competition between direct purchases and purchases from distributors. Provinces east of Alberta are ensuring that transportation service is available on distribution systems for direct purchases.[1] However, policy in Quebec has effectively discouraged transportation in the province of directly purchased gas, other than that involved in buy/sell agreements with Quebec distributors, limiting the role that gas brokers and marketers can play.

The NEB has acted to open access to direct shippers on interprovincial as well as international pipelines and has established procedures for those queuing for space with a view to ensuring fair treatment of all shippers, be it on existing or new pipeline facilities.

Available data for 1989 on volumes and prices of natural gas sales supports the observation that there has been increased competition.

Domestic prices have remained, on average, below export prices, indicating that Canadians are generally having no difficulty in obtaining gas supplies on at least as favourable a basis as export customers. For long-term firm sales out of Alberta, the gap between higher export prices and lower domestic prices widened; for interruptible sales of Alberta gas, the more volatile export prices are in some months above and sometimes at or below domestic prices.

The number and volume of direct sales has continued to increase. Price differences between WGML sales and 1-year firm direct sales have decreased, indicating more effective domestic competition.

We expect natural gas prices to be stable over the period to 1991, although there could be some price fluctuations for certain categories of short-term transactions.

---

1. This approach to competition has not extended to the encouragement of by-pass pipelines.

Supply/Demand Balance

Both domestic and export demand were strong over the past year.

Indications are that the high rate of growth in domestic demand in 1988, which was well above the rate of economic growth, continued during 1989. Our expectation of slower growth in economic activity underlies our forecast of slower growth in domestic gas demand in 1990 and 1991.

We expect the record export sales in 1988 to be surpassed in 1989, 1990 and 1991 as a result of increasing overall demand for gas in the U.S., improved access to U.S. pipelines, and the competitive pricing of Canadian gas. Imports to southern Ontario will also increase in the period to 1991 because of increased pipeline capacity.

The high level of production associated with increased domestic and export demand led to a small decline in remaining established reserves as of year-end 1988, as reserve additions were insufficient to replace production. We anticipate that overall drilling activity will bottom in 1989 and recover through the period to 1991. However, with forecast increases in domestic and export demand, we do not expect that reserve additions will be sufficient to offset production. As a result, small annual reductions in remaining gas reserves in western Canada are expected to occur each year to 1991. By year-end 1991, we expect the reserves to production ratio for natural gas in the conventional areas to be approximately 15.

The level of productive capacity has been relatively stable and is expected to decline modestly over the forecast period.

We expect that with forecast increases in domestic and export demand, excess productive capacity, which has been a feature of Canadian gas markets since the late 1970s, will continue to decline, from some 25 percent above overall demand in 1988 to an approximate balance by 1991. This implies that storage and imports will play an increasingly important role in meeting domestic peak day demand in eastern Canada.

In sum, productive capacity will be adequate to meet both domestic and export demand over the period to 1991.

Pipeline and Storage Capacity

Over the past year, expansion of the TransCanada system, a connection from the Westcoast to the NOVA system, and a link between the Union Gas system and facilities in Michigan have increased transportation capacity within Canada and between eastern Canada and the United States. However, with the increased domestic and export demand, pipeline capacity utilization continues to be very high.

Other expansions underway and planned will further increase capacity, but are expected to be used primarily for firm carriage, with only transient capacity available for interruptible transportation. We therefore expect that interruptible service will continue to be in very limited supply.

Conclusion

We conclude that, although some constraints to the working of markets still exist, progress continued to be made toward increased competition over the past year. Gas demand is high and continuing to grow both domestically and in the export market. Both productive capacity and transportation capacity (including storage facilities) are expected to be adequate to meet the demands placed upon them over our outlook period to 1991.

Appendix 1

Abbreviations, Conversion Factors, Glossary

Abbreviations

(i) Names

"Act"	The National Energy Board Act
"ANG"	Alberta Natural Gas Company Limited
"API"	American Petroleum Institute
"A & S"	Alberta and Southern Gas Company Limited
"BC Gas"	B.C. Gas Inc.
"BCPC"	British Columbia Petroleum Corporation
"(the) Board" or "NEB"	(the) National Energy Board
"CANMET"	Canadian Centre for Mineral and Energy Technology
"COGLA"	Canadian Oil and Gas Lands Administration
"Consumers Gas"	The Consumers' Gas Company Ltd.
"CPA"	Canadian Petroleum Association
"Cyanamid"	Cyanamid Canada Pipeline Inc.
"DOE"	Department of Energy (U.S.)
"EIA"	Energy Information Administration (U.S.)
"El Paso"	El Paso Natural Gas Company
"ERCB"	Alberta Energy Resources Conservation Board
"Esso"	Esso Resources Canada Limited
"FERC"	Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)
"Foothills"	Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.
"GMi"	Gaz Métropolitain, inc.
"GSC"	Geological Survey of Canada

"GWG"	Greater Winnipeg Gas Company
"Gulf"	Gulf Canada Resources Limited
"ICG (MAN)"	ICG Utilities (Manitoba) Ltd.
"ICG (ONT)"	ICG Utilities (Ontario) Ltd.
"Inland"	Inland Natural Gas Co. Ltd.
"Manitoba PUB"	Public Utilities Board of Manitoba
"MichCon"	Michigan Consolidated Gas Company
"NCO"	North Canadian Oils Limited
"NGPA"	Natural Gas Policy Act (U.S.)
"NOVA"	NOVA, AN ALBERTA CORPORATION
"Northern Border"	Northern Border Pipeline Company
"Northwest"	Northwest Pipeline Corporation
"Northwest Alaskan"	Northwest Alaskan Pipeline Company
"October 1988 Report"	*Natural Gas Market Assessment*, October, 1988, National Energy Board
"OEB"	Ontario Energy Board
"OECD"	Organization for Economic Cooperation and Development
"OPEC"	Organization of Petroleum Exporting Countries
"Pan-Alberta"	Pan-Alberta Gas Limited
"PCEC"	Pacific Coast Energy Corporation
"PGT"	Pacific Gas Transmission Company
"PG & E"	Pacific Gas and Electric
"ProGas"	ProGas Limited
"Régie"	Régie du gaz naturel (Quebec)
"September 1988 Report"	*Canadian Energy Supply and Demand 1987-2005*, Summary and detailed reports, National Energy Board, September, 1988
"Shell"	Shell Canada Limited

"SIMPLOT"	Simplot Canada Limited
"SoCal"	Southern California Gas Company
"SPC"	Saskatchewan Power Corporation
"TCPL" or "TransCanada"	TransCanada PipeLines Limited
"TOPGAS"	TOPGAS Holdings Limited and TOPGAS Two Inc.
"TQM"	Trans Québec and Maritimes Pipeline Inc.
"TransGas"	TransGas Limited
"Trans Mountain"	Trans Mountain Pipe Line Company Limited
"Union"	Union Gas Limited
"United"	United Gas Pipe Line Company
"U.S."	United States
"Viking"	Viking Gas Transmission Company (Successor to Midwestern Gas Transmission Company)
"WGML"	Western Gas Marketing Limited
"Westcoast"	Westcoast Energy Inc.

(ii) Terms

ACQ	Annual Contract Quantity
AMP	(Alberta) Average Market Price
CD	Contract Demand
CMP	Competitive Marketing Program
CO_2	Carbon Dioxide
EOR	Enhanced Oil Recovery
FS	Firm Service
FST	Firm Service Tendered
GDP	Gross Domestic Product
GNE	Gross National Expenditure

GNP	Gross National Product
IS	Interruptible Transportation Service
IS-1	Tier One Interruptible Transportation Service
IS-2	Tier Two Interruptible Transportation Service
LDC	Local Distribution Company
LPG	Liquefied Petroleum Gases
NGL	Natural Gas Liquids
NGV	Natural Gas for Vehicles
OD	Operating Demand
RDP	Real Domestic Product
SGR	System Gas Resale
STS	Storage Transportation Service
WCSB	Western Canada Sedimentary Basin
WTI	West Texas Intermediate

(iii) Units

Prefix	Multiple	Symbol
kilo-	10^3	k
mega-	10^6	M
giga-	10^9	G
tera-	10^{12}	T
peta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

Btu = British thermal unit
Mcf = Thousand cubic feet
Bcf = Billion cubic feet
Tcf = Trillion cubic feet
$C = Canadian dollars
$US = United States dollars

GJ	gigajoule	= 10^9Joules
TJ	terajoule	= 10^{12}J
PJ	petajoule	= 10^{15}J
EJ	exajoule	= 10^{18}J

kW	kilowatt	= 10^3Watts
MW	megawatt	= 10^3kW

Conversion Factors

(i) Metric to Imperial

Metric	Imperial Equivalent Units
1 cubic metre of natural gas (101.325 kilopascals and 15°C)	= 35.301 01 cubic feet (14.73 psia and 60°F)
1 kilojoule	= 0.948 213 3 British thermal units (Btu)
1 gigajoule (GJ)	= approximately 0.95 million Btu, or 0.95 thousand cubic feet of natural gas at 1000 Btu/cf
1 petajoule (PJ)	= approximately 0.95 billion cubic feet of natural gas, or 165 000 barrels of oil, or 0.28 terawatt hours of electricity

(ii) Gross Energy Content Factors

Natural Gas (at 15°C, 101.325 KPa and free of water vapour)

B.C.	- domestic	39.10 MJ/m^3
	- Huntingdon	39.10 MJ/m^3
	- Kingsgate	37.65 MJ/m^3
	- Grassy Point	38.20 MJ/m^3
Alberta	- domestic	38.80 MJ/m^3
	- Cardston	37.65 MJ/m^3
	- Aden	36.06 MJ/m^3
East of Alberta		37.65 MJ/m^3

Glossary

Adjusted Productive Capacity
(Capacité de production rajustée)
The estimated productive capacity at any point in time, carrying forward for future use any productive capacity resulting from an earlier excess of productive capacity over production. (See also 'productive capacity'.)

Associated Gas
(Gaz associé)
Natural gas, commonly known as gas cap gas, which overlies and is in contact with crude oil in the reservoir.

Back-Stopping supplies
(Service d'appoint)
A service whereby backup gas is provided in the event that a customer's gas fails to be delivered to the distributor.

Blowdown
(Purge rapide)
The production of gas, either from the gas cap of an oil reservoir, normally after depletion of the oil, or from a cycled gas pool upon cessation of the cycling operation.

Broker
(Courtier)
A gas broker is an entity other than an LDC that brings together buyers and sellers of gas and may or may not take title to the gas. Thus the broker acts as an agent or consultant.

Bundled Rate
(Taux regroupé)
A single charge that covers a number of services provided by a pipeline or distributor. Examples of such services are gas sales, transportation, storage and load-balancing.

Buy/Sell
(Achat-vente)
In this arrangement, the end-user purchases its own supply of gas and arranges for transportation, generally to the distributor's delivery point. The distributor purchases the gas and commingles it with the balance of its supplies, and then sells gas to the end user as a sales customer under the appropriate rate schedule.

By-pass
(Dérivation)
Bypass involves the total avoidance of the LDC's system for the transportation of gas.

Capacity Brokering
(Courtage de la capacité)
The selling or renting by a shipper of its contracted pipeline capacity to others.

Coal Gasification
(Gazéification du charbon)
The production of a synthetic natural gas from coal.

Co-generation
(Coproduction)
A facility which produces steam heat as well as electricity with a resultant overall improvement in energy conversion efficiency.

Commodity Charge
(Frais liés au produit)
A commodity charge is a charge payable by a gas purchaser in a sales contract for each unit of gas purchased. The unit charge generally covers the commodity component of the applicable pipeline toll and the cost of gas, and may include a portion of the fixed costs of the seller.

Competitive Marketing Program (CMP) ***(Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels (PCMC))***	A mechanism by which WGML has provided specific discounts to individual end-users of gas. Generally the distributor sells to the end user under the approved sales rate schedule. The distributor advises the pipeline of volumes sold each month. The pipeline rebates to the dis tributor the agreed upon discount for the preceding month's volumes and the distributor flows the rebate through to the end user. (WGML replaced CMPs with SGRs in January 1988.)
Consuming Provinces ***(Provinces consommatrices)***	Those provinces of Canada which consume more natural gas than they produce - Manitoba, Ontario and Quebec.
Contract Demand (CD) ***(Demande contractuelle (DC))***	A firm service which provides gas up to a specific maximum daily quantity. The buyer must pay a monthly demand charge regardless of the volumes taken and a commodity charge for the volumes actually taken.
Conventional Areas ***(Régions classiques (ou traditionelles))***	Generally, the Western Provinces, Southwestern Ontario, and the southern part of the Yukon and Northwest Territories.
Conventional Producing Areas ***(Régions productrices classiques)***	Same as 'Conventional Areas'
Core Market ***(Marché captif)***	Generally that part of the gas market that does not possess fuel switching capability in the near-term; typically, residential, commercial and small industrial users.
Deferred Reserves ***(Réserves reportées)***	Established natural gas reserves which are not currently available to a market for a specific reason, usually their use in enhanced recovery of crude oil or NGL.
Degree Day ***(Degrés jour)***	A (heating) degree day is a measure of the extent to which the average daily temperature is below 18°C. For example, if the average daily temperature were 16°C for a given location for a 10-day period, the number of degree days recorded there would be 20. For days when the average temperature is warmer than 18°C, the degree days are recorded as zero. Degree days are used to indicate the amount of space heating required, other things being equal; for example, the higher the number of degree days, the colder the average recorded temperatures and the more space heating required.
Demand Charge ***(Frais liés à la demande)***	A fixed, usually monthly obligation of a gas purchaser in a sales contract. It may cover some or all of a seller's fixed costs and is payable regardless of volumes actually taken.

Development Contract *(Contrat de développement)*	A development contract differs from a conventional gas purchase contract in that not all reserves are established at the time it is executed. The producer dedicates specific lands in which it has both existing established reserves and the right to explore for and develop new reserves. The specified date of first delivery gives the producer time to find and develop reserves and install production facilities.
Direct Sale or Direct Purchase *(Vente directe ou achat direct)*	Natural gas supply purchase arrangements transacted directly between producers or brokers and end users at negotiated prices.
Displacement Volume *(Volume substitué)*	A direct purchase volume is a displacement volume when, assuming the absence of such direct purchase, the LDC could supply the account on a firm contract basis without itself contracting for additional firm volumes to accommodate the demand.
End Use Demand for Energy (or Secondary Energy Demand) *(Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire))*	Energy used by final consumers for residential, commercial, industrial and transportation purposes, and hydrocarbons used for such non-energy purposes as petrochemical feedstock.
Energy Intensity *(Intensité énergétique)*	In the industrial and commercial sectors and in transportation other than automobiles energy intensity is defined as the amount of energy per unit of production. In the residential sector it is energy use per household and for automobiles it is energy use per car. A measure of the efficiency with which energy is used in the economy as a whole is total end use energy per unit of GNP.
Established Reserves *(Réserves établies)*	Those reserves recoverable with current technology and under present and anticipated economic conditions. Includes reserves specifically proved by drilling, testing or production, plus that portion of contiguous recoverable reserves interpreted to exist with reasonable certainty based on geological, geophysical or similar information.
Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	The FERC is responsible for the regulation of all interstate trade in gas in the U.S. It regulates the tolls and tariffs of interstate pipelines, approves the construction of new facilities and administers prices for some U.S. gas which is still subject to price controls.
Feedstock *(Charge d'alimentation)*	Raw material supplied to a refinery or petrochemical plant.

Fieldgate Price *(Prix après traitement)*	The fieldgate is the point at which transfer of custody of gas, which has been gathered and undergone any processing to remove impurities and by-products, takes place from the producer to the pipeline company. More generally, fieldgate is used to specify a reference or delivery point on the production system. The term fieldgate price is used to refer to the price received for gas by producers, where producers are paying for gathering and processing.
Firm Service *(Service garanti)*	A relatively high-priced transportation service which provides transportation of up to a maximum daily volume without interruption except under extraordinary circumstances.
Firm Service Tendered *(Service garanti offert)*	A transportation service which provides for different service levels in the winter and summer.
Fixed-toll Method *(Méthod de calcul basée sur des droits fixes)*	The fixed-toll method sets pipeline tolls which do not vary from month to month with changes in throughput or variances in expenses. Fixed tolls are based on forecasts of costs and throughputs for a test year.
Flat Life *(Cycle de vie fixe)*	That period of the producing life of a resource during which production is maintained at a constant rate.
Frontier Areas *(Régions pionnières)*	Generally, the northern and offshore areas of Canada.
Fuel Efficiency (Burner Tip Efficiency) *(Rendement du combustible (rendement à la pointe du brûleur))*	The ratio of the useful output energy which results when a fuel is burned, to the theoretical input energy content of the fuel. Fuel efficiency for a heating fuel is less than 100 percent to the extent that heated air is used in combustion and to the extent that exhaust venting is necessary. In other applications fuel efficiencies are less than 100 percent partly because of waste heat generation.
Fuel Switching Capability *(Capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement)*	A customer's ability to use two or more fuels.
Gas Contract Year *(Année contractuelle du gaz)*	1 November to the following 31 October.
Gas Cycling *(Recyclage de gaz)*	The reinjection of part or all of the produced natural gas into the reservoir after removal of natural gas liquids.
Gas Inventory Charge *(Frais de stockage de réserves de gaz)*	A fixed charge or fee to cover the cost of holding gas reserves to supply a customer.

Heavy Fuel Oil *(Mazout lourd)*	In this report, includes bunker fuel oils (No. 5 and No. 6 fuel oils) and industrial fuel oil (No. 4 fuel oil).
Infill Drilling *(Forage intercalaire)*	The process of drilling additional wells within the defined pool outline of a natural gas pool for the purpose of increasing reserves and/or productive capacity.
Initial Established Reserves *(Réserves établies initiales)*	Established reserves prior to the deduction of any production.
Interruptible Customer *(Client de service interruptible)*	A customer whose gas service is subject to curtailment for either capacity and/or supply reasons, at the option of the pipeline company or LDC.
Interruptible T-Service *(Service-T interruptible)*	An interruptible gas transportation service provided under contract for gas which is not owned by the pipeline company. The interruption is at the option of the pipeline company or distributor. There are two tiers of interruptible service. IS-1 is higher priority, offering less risk of interruption than IS-2, which is lower priority. The toll for IS-1 is higher than that for IS-2.
Liquefied Petroleum Gases *(Gaz de pétrole liquéfiés)*	As used in this report, the term refers to the hydrocarbons propane and butanes, or combinations thereof.
Load Balancing *(Équilibrage de l'offre)*	The balancing of gas supply to meet demand by using storage, other peak supply sources, curtailment of interruptible sales, or diversions from one delivery point to another.
Load Factor *(Facteur de charge)*	The ratio of the average load over a designated period of time to the contracted maximum load, expressed in percent.
Marketable Natural Gas *(Gaz naturel commercialisable)*	Natural gas which meets specifications for end use; i.e., has undergone any processing to remove impurities and by-products.
Natural Gas Liquids *(Liquides de gaz naturel)*	The hydrocarbons, ethane, propane, butanes, and pentanes plus or a combination thereof.
Non-Associated Gas *(Gaz non-associé)*	Natural gas not in contact with crude oil in the reservoir.
Non-System Producer *(Producteur hors-réseau)*	A gas producer who is not contracted to supply a pipeline or the pipeline's marketing subsidiary.
Office of Fossil Energy, U.S. Department of Energy	The Office of Fossil Energy took over the responsability for approving exports and imports of natural gas from and into the U.S. in February 1989. Previously, this was the responsability of the Economic Regulatory Administration (ERA).
Open Access *(Libre-accès)*	The non-discriminatory access to pipeline transportation services.

Operating Demand Volumes ***(Volumes de la demande opérationnelle)***	Volumes specified in a distributor's CD contracts with a pipeline less the volumes deemed to have been displaced by direct sales, as determined under the NEB's rules established for defining displacement volumes.
Peak Demand ***(Demande de pointe)***	The maximum amount of gas required by a customer or LDC over a short period of time (typically one day).
Permeability ***(Perméabilité)***	A measure of the capacity of a reservoir rock to transmit a fluid (liquid or gas).
Primary Energy Demand ***(Demande d'énergie primaire)***	Represents the total requirement for all uses of energy in Canada, including energy used by the final consumer, intermediate uses of energy in transforming one energy form to another (e.g. coal to electricity), and energy used by suppliers in providing energy to the market (e.g. pipeline fuel). (For the calculation of primary energy demand, see *Canadian Energy Supply and Demand 1987-2005* Appendix Table A10-1.) By definition: Primary energy demand = end use energy demand + energy supply industry use - electricity and steam demand + energy used to generate electricity and produce steam + other conversion losses.
Producing Provinces ***(Province productrices)***	Those provinces of Canada which annually produce more natural gas than they consume - British Columbia, Alberta, and Saskatchewan.
Productive Capacity ***(Capacité de production)***	The estimated rate at which natural gas can be produced from a well, pool or other entity, unrestricted by demand, having regard to reservoir characteristics, economic considerations, regulatory limitations, the feasibility of infill drilling and/or additional production facilities, the existence of gathering and processing facilities, and potential losses due to mechanical breakdown. (See also 'adjusted productive capacity'.)
Rate of Take ***(Taux d'extraction)***	The average daily rate of production of natural gas related to the volume of initial established reserves assigned to the reservoir or reservoirs from which the production is obtained. For example, 1:7300 means one unit of production a day for each 7 300 units of initial established reserves.
Raw Natural Gas ***(Gaz naturel brut)***	Unprocessed natural gas.

Remaining Established Reserves *(Réserves établies restantes)*	Initial established reserves less cumulative production.
Reprocessing Shrinkage *(Pertes en cours de retraitement)*	That quantity of natural gas removed from main gas transmission systems at straddle plants and converted to NGL, expressed in either volume or energy units.
Reserves Additions *(Additions aux réserves)*	Incremental changes to established reserves resulting from the discovery of new pools and/or revisions to reserve estimates for established pools.
Reserves Appreciation *(Valorisation des réserves)*	Incremental change in established reserves resulting from extensions to existing pools and/or revisions to previous reserves estimates.
Reserves Life Index *(Indice de durée des réserves)*	Remaining reserves divided by annual production.
Reserves To Production Ratio *(Ratio réserves-production)*	Remaining reserves divided by annual production.
Ripe Deal *(Affaire stable)*	Possession of both a firm market and a firm supply.
Self-Displacement *(Autosubstitution)*	The purchase of gas by an LDC to displace gas it would otherwise obtain under its contracts with a pipeline or the pipeline's marketing subsidiary.
Shrinkage *(Pertes en cours de traitement)*	That quantity of natural gas removed at field processing plants for recovery of liquids and by-products, removal of impurities, or used as fuel.
Shut-in Capacity *(Capacité inutilisée)*	The unused productive capacity of a gas pool or area.
Solution Gas *(Gaz en solution)*	Natural gas in solution with crude oil in the reservoir at original reservoir conditions and which is normally produced with the crude oil.
Sour Gas *(Gaz acide)*	Natural gas containing hydrogen sulphide or carbon dioxide.
Spot Sale *(Vente sur le marché du disponible)*	Generally, an interruptible sale of gas under a 30-day contract.
Straddle Plant *(Usine de chevauchement)*	A natural gas processing plant, located on a main gas transmission system, which extracts NGL from the gas stream.

Synthetic Natural Gas *(Gaz naturel synthétique)*	Natural gas produced from petroleum liquids, coal or wood.
System Gas Resale (SGR) *(Revente du gaz du réseau (RGR))*	A form of buy/sell arrangement wherein the end user purchases gas from WGML immediately east of the Alberta/Saskatchewan Border at a discounted price, then resells the gas to WGML at the price at which WGML will sell the gas to the distributor. WGML then sells the gas to the distributor, again just east of the Alberta/Saskatchewan border, and the distributor is the shipper on TransCanada. The distributor then sells the gas to the end user under its normal rate schedule.
System Gas Sale *(Vente du gaz du réseau)*	Gas sold by pipeline companies or their affiliates, eg. WGML.
Take-or-Pay Provision *(Clause de prise obligatoire)*	A clause or provision in a contract requiring that gas contracted for, but not taken, will be paid for.
Thermal Generation *(Production thermique)*	Energy conversion in which fuel is consumed to generate heat energy which is converted to mechanical energy and then to electricity in a generator. Normally, the fuel may be coal, oil, gas, or uranium (nuclear).
Tight Gas *(Gaz d'une formation imperméable)*	Natural gas contained in low permeability reservoirs.
TOPGAS charges *(Frais financier TOPGAS)*	Sums paid to TOPGAS and TOPGAS II bank consortia under agreements whereby they assumed TransCanada's take-or-pay liabilities. Also refers to sums paid under Alberta government policy, adopted subsequent to the recommendation of the NEB (see *Reasons for Decision in the Matter of TransCanada Pipelines Limited Availability of Services*, May 1986), that the financing costs be shared by non-system producers in Alberta.
Unauthorized Overrun Volumes *(Volumes de dépassement non autorisés)*	Volumes shipped in excess of those contracted for.
Unbundled Rate *(Taux séparé)*	A rate for an individual, separate service offered by a pipeline or distributor.
Wellhead Price *(Prix à la tête du puits)*	The wellhead is the equipment at the top of a well for maintaining control of the well. More generally, wellhead is used to specify a reference or delivery point on the production system. The term wellhead price is used to refer to the price received for gas by producers, net of any gathering or processing costs.
Wood Gasification *(Gazéification du bois)*	The production of a synthetic natural gas from wood.

Figure A2-1

CURRENT STATUS OF REGULATION OF THE CANADIAN NATURAL GAS INDUSTRY

JURISDICTION	ACTIVITY	REGULATION STATUS
Producing Provinces	Production	Royalties, regulation for conservation
	Gathering & Processing	Facilities approval (safety and environmental considerations)
	Intra-provincial Transmission	Regulation on a complaint basis.
	Extra-provincial Sales	Removal permits and certificates
Federal	Interprovincial & International Transmission	Facilities approval, tolls and tariffs
	Exports & Imports	Licences and orders
Consuming Provinces	Gas Distribution	Tolls and tariffs, facilities approval, licensing of LDCs and brokers
	End User	By-pass pipeline approval
	Gas Purchase Contracts	Determining if costs properly includable for rate-making

Apppendix 2

Regulation of the Canadian Natural Gas Industry

Although natural gas prices are no longer set directly by governments, there remain elements of regulation in all segments of the Canadian gas industry. This appendix provides a brief review of producer province regulation over the production and sale of natural gas, of federal regulation over interprovincial and international gas transportation, of provincial government regulation over the distribution of natural gas and, finally, of federal licensing of natural gas imports and exports (figure A2-1).

Producer Province Regulation over the Production and Sale of Natural Gas[1]

Section 92(a) of the *Constitution Act, 1867* gives each province the exclusive right to make laws in relation to the development, conservation and management of natural gas in the province. The provinces also have the right to make laws in relation to the sale of a province's natural gas to another part of Canada, provided that such laws do not provide for discrimination in prices or in supplies.

All three producer provinces require shippers or producers to obtain provincial approval before gas is allowed to be removed from the province. In Alberta, the *Gas Resources Preservation Act* empowers the provincial government to deny approval of a gas removal permit in cases in which the terms and conditions of sale, including price, would not be in the best interests of the province.

In British Columbia, the Minister of Energy, Mines and Petroleum Resources has the authority to issue energy removal certificates under the *Utilities Commission Act*. Among other conditions, removal certificates for B.C. gas generally require that the gas not be sold to out-of-province customers for less than the price charged for similar types of service in the market area in British Columbia adjacent to the export point.

In Saskatchewan, gas removal permits are issued by the Ministry of Energy and Mines. Unlike in Alberta and B.C., the gas removal permits are issued to producers, not shippers. The producer must demonstrate that it has sufficient deliverability capability to meet its contractual obligations. Saskatchewan's gas removal permitting process also stipulates that prices for gas leaving the province must not be lower than those paid by provincial customers for similar types of sales and removal permits will not be issued for sales which displace Saskatchewan sales presently under contract.

All three provinces also provide some protection for the long-term gas needs of provincial "core-market" gas users. In March 1987, the Alberta Energy Resources Conservation Board ("ERCB") relaxed its gas export surplus test from its previous 25 years protection of the total Alberta market to a surplus test designed to protect 15 years of core market requirements. Core market requirements were defined to be the sum of residential, commercial and small industrial requirements. In calculating surplus, the ERCB considers gas available for contracting. This is calculated as Alberta reserves, less core market requirements, less volumes contracted for sales within Alberta and under approved removal permits, less an allowance for transportation fuel and shrinkage.

British Columbia and Saskatchewan have similar surplus calculations. To calculate surplus, both provinces protect contracted volumes, and 15 times current annual LDC sales.

---

1. For a further discussion of producer province regulation, see section 2.1.

Core market customers in British Columbia and Saskatchewan can purchase gas directly, after demonstrating supply arrangements to provincial authorities. Alberta core market customers may purchase gas directly, but only industrial customers have access to transportation.

The provincial governments in the producing provinces also regulate the production of natural gas to ensure that sound conservation practices are followed. In Alberta the ERCB has the regulatory authority to set maximum daily allowable rates on producing gas wells, but does so for wells and pools only where high production rates could adversely affect ultimate recovery and the operator has not voluntarily instituted an acceptable rate-control procedure. Less than 1 percent of all producing gas wells in Alberta currently have a maximum daily allowable. In British Columbia, this role is fulfilled by the Department of Energy, Mines and Petroleum Resources and in Saskatchewan by the Department of Energy and Mines.

The ERCB is responsible for approving construction of new gas gathering, processing and transmission facilities in Alberta while the Department of Energy and Mines fulfills this role in Saskatchewan. In British Columbia, however, gathering and processing facilities are an integral part of the Westcoast system and any new facilities construction must be approved by the NEB. In all cases, an applicant must satisfy the regulatory authority with regard to the need for any new facilities and the cost-effectiveness of the design, and must satisfactorily address any safety, environmental or other public interest concerns.

The charges for gathering and transmission on the NOVA system in Alberta are set by NOVA and are subject to review on a complaint basis by the Alberta Public Utilities Board. NOVA's rates for gas transportation to the Alberta border used to be set on a "postage stamp" basis and all shippers paid the same rate regardless of the geographical location of the gas fields from which they draw their supply. However, effective 1 November 1989, shippers delivering gas to the intra-Alberta market will pay a demand rate based on the receipt point contract demands only and the commodity rate based on actual receipt volumes. Shippers delivering to the ex-Alberta market will continue to pay the demand rate based on receipt and delivery point contract demands, and the commodity rate based on actual receipt volumes. The intra-Alberta customer will pay on a unit cost basis approximately one-half of what an export customer will pay on a unit cost basis at the same load factors.

Gas transportation rates on Westcoast's system in British Columbia are regulated by the NEB. Gas transportation rates on the TransGas system in Saskatchewan are currently set by the provincial cabinet. As of 31 December 1990 they will be established by TransGas and, along with conditions of service, will be regulated on a complaint basis by the Saskatchewan Oil and Gas Conservation Board.

Finally, all three provinces also collect royalties on gas production and, although the details vary, the royalties are essentially a percentage of the wellhead price received by the producer.

Federal Regulation of Interprovincial and International Gas Transportation

The NEB Act gives the Board two primary responsibilities with respect to domestic gas transportation:

(i) regulation of tolls and tariffs on interprovincial and international gas pipelines; and

(ii) regulation of the construction and operation of interprovincial and international gas pipeline facilities.[1]

For the purposes of toll and tariff regulation the Board has divided the companies that operate gas pipelines under its jurisdiction

1. An international gas pipeline is a pipeline which crosses the border between Canada and United States. The Board has jurisdiction over the domestic portion of such pipelines.

into two classes. Class one companies are audited by the Board on a regular basis and changes to their tolls generally require a public hearing.[1] Tolls of class two companies are regulated on a complaint basis.

The issues addressed at toll hearings can generally be divided into three components: tariff matters (including the terms of access), toll design issues, and cost of service matters.

With the introduction of direct sales into the Canadian natural gas market, the terms and conditions of access have become of critical importance to gas shippers and, hence, these issues have demanded considerable attention at recent toll hearings.[2]

Toll design issues include issues about the types of services that will be offered and the respective charges for these services.

Cost of service matters consist of an inquiry into a pipeline's total cost of service. Based on the evidence presented, the Board makes a determination of the pipeline's total allowable costs and determines a target for the company's annual rate of return on its regulated activities.

Part III of the NEB Act charges the Board with the responsibility of approving the construction and operation of proposed new pipeline facilities. The Board normally approves minor additions or modifications to existing pipeline systems (installations such as tanks, pumps, compressors and meter stations, and pipeline segments less than 40 kilometres in length) without a public hearing. Consideration of major new facilities requires that the Board hold a public hearing.

Public hearings on proposed new pipeline facilities may address a broad range of issues. The applicant must normally demonstrate that there is a need for the new facilities, that the design chosen is appropriate to attain the desired objectives and that the cost is reasonable. In addition, the applicant must demonstrate that it will satisfactorily address safety and environmental concerns that either the Board or any intervenors may have with respect to the proposed facilities. Finally, the applicant must demonstrate that it will satisfactorily address socio-economic concerns and any other public interest issues raised by the application.

If the Board finds that all of the above concerns are satisfactorily addressed by the applicant, the Board may issue a certificate approving the facilities, subject to Governor in Council approval. The Board may then hold a detailed route hearing which provides persons whose lands may be affected with an opportunity to present their views to the Board before a final detailed route is approved.

The Board is also responsible for ensuring that pipelines are operated in accordance with the public interest. To ensure safe and efficient pipeline operations, the Board carries out inspection programs and conducts investigations of pipeline system performance. In addition, the Board audits pipelines' operating and maintenance procedures to ensure that appropriate steps are being taken to ensure adequate environmental protection on an ongoing basis. Finally, the Board may monitor any socio-economic action plans to which a pipeline company may have committed itself at the time the Board approved the construction of new facilities.

Provincial Government Regulation of the Distribution of Natural Gas

Provincial governments, including governments of the producing provinces, regulate the distribution and sale of natural gas within their jurisdiction. Each province has

1. Currently, only four gas pipeline companies are actively considered to be class one companies. These are Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc., TransCanada PipeLines Limited and Westcoast Energy Inc. Although Alberta Natural Gas Company Ltd. is considered to be a class one company, its tolls are currently regulated on a complaint basis.
2. For a further discussion of some of the Board's recent decisions with respect to the terms of access to TransCanada, see section 2.4.

created its own mechanisms for regulation but, in most cases, regulation is effected through a quasi-judicial regulatory board. The primary regulatory activities are similar to the regulatory responsibilities of the NEB with respect to interprovincial and international pipelines in that the provinces approve the rates charged to end users by the local distribution companies and regulate the construction and operation of gas facilities under their jurisdiction. In addition, the provinces are responsible for granting franchises to local distribution companies and for licensing gas brokers.

The issues addressed at public hearings into rates charged by local distribution companies can generally be divided into four components: tariff matters, toll design issues, cost of service matters (including the approval of gas purchase costs), and the allocation of costs to different customer classes.

Tariff matters include the terms and conditions of access. Since the introduction of direct sales in interprovincial markets, all gas consuming provinces have implemented legislation requiring distributors to carry gas for third parties. However, the specific terms under which access must be provided are not uniform across the provinces.

Toll design issues include questions such as whether separate rates should be charged for storage, load-balancing and back-stopping services provided to end users by distributors or whether these charges should be "bundled" together into one rate.

Cost of service issues have recently focussed upon approval of distributors' gas purchase costs. Prior to 1 November 1985, prices for interprovincially traded gas were regulated and distributors had little flexibility in adopting gas purchase strategies. Since the implementation of the 1985 Gas Agreement, distributors have been free to negotiate prices with producers for all incremental purchases of gas and for volumes under their long-term sales contracts.

The allocation of a distribution company's costs to different customer classes is often an issue at provincial rate hearings because this allocation determines the relative rates to be charged to industrial, commercial and residential end users.[1]

In the context of facilities jurisdiction, the provinces have implemented approval processes which essentially parallel those of the NEB at the national level. Distribution companies wishing to construct new facilities must satisfy the regulatory agency as to the need for such facilities and the cost and suitability of the design, and must satisfactorily address any safety and environmental concerns.[2]

Federal Licensing of Natural Gas Imports and Exports

The Board authorizes licences and orders for imports of natural gas. To date, all applications for such authorization have been uncontroversial and have been issued without a public hearing.

The NEB adopted in July 1987 a Market-Based Procedure for assesing applications for long-term natural gas export licences. It includes public hearings and monitoring components.

There are three components to the public hearings part of the market-based procedure:[3]

1) Complaints Procedure - the Board will consider any complaints that Canadian users cannot obtain additional supplies of gas on terms and conditions, including price, similar to those in the export

1. Recent provincial decisions on toll and tariff issues are discussed in section 2.3
2. An interesting issue that has arisen since the implementation of the Agreement on Natural Gas Markets and Prices is the question of whether or not end users should be allowed to construct facilities which would connect them directly to TransCanada, thereby allowing them to "by-pass" the local distribution company. For a discussion of the jurisdiction over by-pass pipelines see section 2.3.
3. For a detailed description of the Board's current surplus determination procedures, see Chapter Four of *Reasons for Decision in the Matter of Review of Natural Gas Surplus Determination Procedures*, July 1987.

proposal. If the Board finds merit in a complaint it can either deny the application or defer issuing a final decision until an opportunity has been given for the situation to be rectified.

2) Export Impact Assessment - the Board will require applicants for export licences to file an impact assessment which will aid the Board in determining whether a proposed export would be likely to cause Canadians difficulty in meeting their energy requirements at fair market prices.

3) Public Interest Determination - the Board has regard to all other factors it considers relevant in determining whether proposed exports are in the national public interest, primarily whether the proposed exports reflect substantive commercial arrangements and are likely to yield net benefits to Canada.

The monitoring process consists of two parts. First, the Board will continue to publish, about every two years, its *Canadian Energy Supply and Demand* report which will examine the long-term outlook for Canadian energy needs and supplies. This report will provide both the Board and the public with a reference viewpoint on the long-term prospects for Canadian gas supply, demand and prices.[1]

Second, from time to time the Board will publish a *Natural Gas Market Assessment* report containing a short-term assessment of the Canadian natural gas market.

Applications for exports for a term of less than two years are approved via the issuance of a Board order and do not require a public hearing.

Federal policy with respect to natural gas export prices has varied over the years. Prior to 1975, export prices were freely negotiated between buyers and sellers, although they were subject to approval by the NEB. From 1975 to 1984, export prices were set directly by the federal government. In November 1984, the federal government revised its export pricing policy to allow gas exports at negotiated prices subject to certain criteria, the key one being that the export price was not to be less than the wholesale price of natural gas at the Toronto city gate for gas sold under similar terms and conditions.[2]

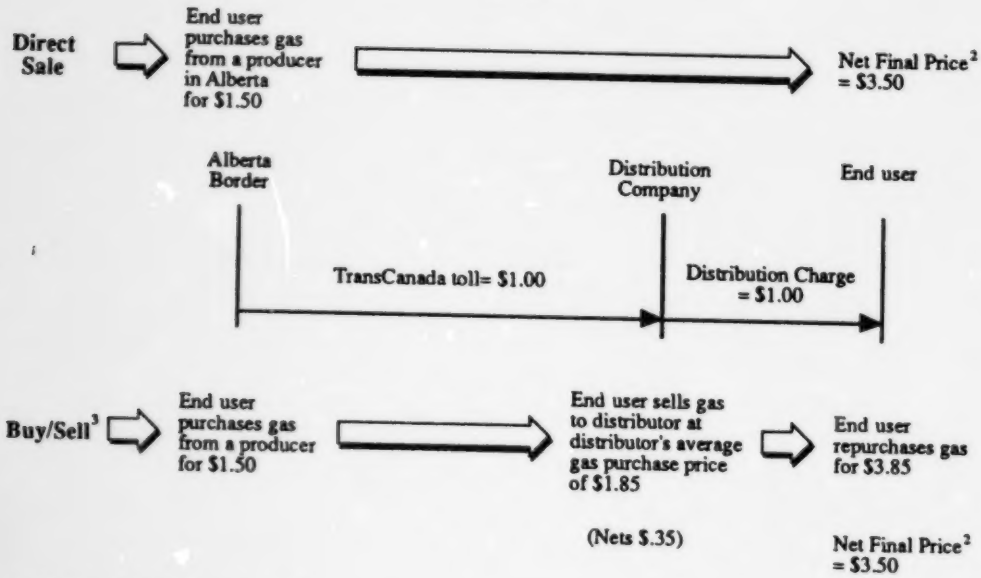
Until 31 October 1986, the Board was responsible for granting prior approval of the price provisions in gas export contracts. However, the signatory parties to the 1985 Gas Agreement recognized that in a market-oriented regime prices must be free to vary according to market conditions and that, with many buyers and sellers, a multitude of prices is likely to exist at any point in time. They agreed that prior approval of export prices would be incompatible with such a market environment and, as of 1 November 1986, the Board's approval process was replaced by an after-the-fact monitoring process administered by a joint federal/provincial committee.[3]

1. The Board's most recent *Canadian Energy Supply and Demand* report, dated September 1988, was published in December 1988.
2. In October 1985 the Toronto floor price was replaced with a system of regional floor prices.
3. For a review of the recent reports of this committee, see section 2.5.

Figure A3-1

Direct Sales and Buy/Sells [1]

($ / GJ)



1 Prices and tolls are illustrative only.

2 Although the figure shows the net final price being equal for the illustrative direct sale and the illustrative buy/sell, actual prices in direct sales, buy/sells and SGRs depend upon the outcome of negotiations between the buyer and the seller.

3 The figure illustrates a buy/sell in which the end user sells gas to the distributor at the distributor's inlet. In this case the end user is the shipper on TransCanada. In a second type of buy/sell, the end user sells the gas to the distributor just east of the Alberta/Saskatchewan border and the distributor acts as the shipper on TransCanada. In a system gas resale, an end user purchases gas from WGML just east of the Alberta/Saskatchewan border at a negotiated discount price and immediately resells the gas to WGML for the price at which WGML has agreed to sell to the distributor. WGML then sells the gas at this price to the distributor, also just east of the Alberta/Saskatchewan border, and the distributor is then the shipper on TransCanada. The end user finally repurchases the gas from the distributor for a price which includes the cost of the gas to the distributor and the toll charges on TransCanada and the distributor's system.

Appendix 3

Gas Purchase Options

Prior to the implementation of the 1985 Agreement on Natural Gas Markets and Prices, most end users simply purchased natural gas from their local distribution company at a fixed rate per unit purchased. In most cases, the end user would not have been aware of the separate charges for the gas itself, for transportation on TransCanada, for storage services, and for delivery on the local distribution system. The introduction of direct sales into the market created an array of purchasing options from which gas consumers may choose.

The distinguishing characteristic of a direct sale is that the pipeline company does not take ownership of the gas but, rather, provides transportation service ("T-service") for the contracting parties. In a direct sale, the end-user enters into a gas purchase agreement with a producer or producer representative.[1] The shipper is the party who takes ownership of the gas at each point along the gas transportation chain. The shipper may be the producer, the end user, a distribution company, a broker or an agent representing the end user(s).

For example, an end user might purchase gas from a producer in Alberta and, under the terms of the contract, take ownership of the gas immediately east of the Alberta/ Saskatchewan border. In this case, the producer would be responsible for arranging for a removal permit from Alberta and for transportation on the NOVA system in Alberta and would be the shipper on the NOVA system. The end user would be the shipper on the TransCanada pipeline and on local distribution systems, and would have to make separate arrangements for back-stopping (i.e. an alternative supply in the event of some supply problem) and, with a distributor, for any required storage or load balancing.

One variation on the above arrangement is a "buy/sell" deal arranged between an end user and a distributor. For example, an end user may purchase gas from a producer in Alberta, resell the gas to a distribution company immediately east of the Alberta/ Saskatchewan border and repurchase the gas from the distributor at the plant-gate.[2] The producer has the same responsibilities as above; however, the distributor in this case is responsible for obtaining transportation service on the TransCanada system and the distributor also provides in this case the same storage and load-balancing services to the end user as it would under a traditional system gas purchase (figure A3-1).[3] However, the end user is still responsible for making its own back-stopping arrangements, which it may choose to make with the distributor.

System gas generally refers to gas owned and sold by pipeline companies or their marketing arms, such as Western Gas Marketing Limited ("WGML") which is the marketing arm of TransCanada. An end user may purchase system gas from its local distribution company under traditional purchase arrangements or it may purchase system gas directly from WGML.

---

1. A sale will usually involve a group of producers. For convenience the term "producer" is used to represent either a single producer or a producer group.
2. A buy/sell may also take place at the distributor's inlet from TransCanada, in which case the end user, a producer or a broker would be the shipper on TransCanada.
3. An industrial end user's daily gas requirements can vary widely and it is difficult to match daily production to daily demand. Therefore, an end user requires the distributor to store gas on days when the end user's requirements are below average daily contracted volumes and to increase deliveries when the end user's requirements are above average daily contracted volumes.

Direct sales of system gas by WGML are currently known as system gas resales ("SGRs").[1] In an SGR, TransCanada sells gas to WGML just east of the Alberta/Saskatchewan border and WGML resells it at the same place at a "discounted" price to an end use purchaser. The end user then immediately resells the gas to WGML at the price at which WGML has agreed to sell to the distributor. WGML then sells the gas to the distributor for this price, again just east of the Alberta/Saskatchewan border. The distributor is then the shipper on TransCanada. Finally, the end user repurchases the gas from the distributor at its plant-gate.[2] An SGR offers the end user the advantages that TransCanada is responsible for transportation in Alberta, for removal from Alberta and for back-stopping its sales, and that the distributor provides storage, load-balancing, and back-stopping of its sales.

1. SGRs were introduced by WGML and TransCanada on 1 January 1988 and replaced WGML's earlier competitive marketing programs ("CMPs"). WGML terminated its CMPs after the Ontario Energy Board ("OEB") ruled that CMPs would not be permitted in Ontario beyond 31 October 1988, because, in its view, the pricing scheme under which CMPs were offered was unduly discriminatory. However, the main effect of the change was to remove the transaction from the jurisdiction of the OEB; in an SGR the gas is initially bought and resold in Saskatchewan by the end user. There was no real change in the pricing scheme under which SGRs were offered.
2. Consider the following example. The end user purchases gas from WGML at $1.50/GJ just east of the Alberta/Saskatchewan border and resells this gas to WGML at, say, $1.85/GJ. WGML sells the gas to the distributor for $1.85/GJ. Finally, the distributor ships the gas on the TransCanada pipeline and sells the gas to the end user for $1.85/GJ plus transmission and distribution charges. The cost of the gas to the end user, net of transmission and distribution charges, is $1.85 - ($1.85-$1.50) = $1.50/GJ.

Appendix 4

Summary of WGML Contracts with Distributors

This appendix summarizes the main features of the contracts entered into between WGML and distributors in Quebec, Ontario and Manitoba pursuant to letter agreements signed in the fall of 1988.

The total volume commitment in the gas sales contracts is separated into two main blocks of gas, termed "Block A" for gas destined to the so-called core market and "Block B" for gas destined to those customers - essentially the industrial market - buying gas under System Gas Resale agreements (see Appendix 3).

The initial daily volume commitments for WGML to supply the LDCs are the sum of the operating demand volumes in effect under the distributors' former Contract Demand[1] and Annual Contract Quantity[2] contracts with TransCanada at the date the agreement takes effect (1 January 1989 for Consumers Gas, ICG (ONT), GWG and ICG (MAN), 1 February 1989 for Union, and 1 November 1988 for GMi).

Fuel gas required to transport the Block A and Block B volumes is separately provided for.

The term of the contracts is 15 years (12 years for most of the Union volumes) for Block A gas, 5 years for Block B (3 years for Union) and 2 years for fuel gas.

Distributors generally agreed not to displace WGML gas with gas from other suppliers (i.e., no self-displacement) beyond specific contract provisions that would allow the term or volumes to be altered:

(i) For Block A gas, WGML can reduce the term if sales fall by a specified amount (30 percent for Consumers Gas, 20 percent for ICG (ONT) and Union, and 10 percent for GMi) during the first two contract years, after giving the distributor notice; and the distributor can reduce the volume as a result of direct sale displacements. In addition, Consumers Gas is entitled to a demand charge refund if weather is warmer than normal. The Union agreement provides that Union can reduce its Block A gas by a specified amount on 1 November 1989. The Union agreement also provides that if a customer switches from system supply to a SGR, the associated volume will be transferred from Block A to Block B, which would reduce Union's commitment to pay demand charges. It also provides that the agreement will terminate if the OEB twice disallows costs flowing from arbitrated price redeterminations. The ICG (ONT) agreement provides that WGML may reduce its supply obligations to ICG (ONT) if the volume taken by the latter falls below 90 percent of the volume taken at the end of the second year. Prior to 31 October 1994, ICG (ONT) may transfer up to 25 percent of the initial Block B volumes to Block A. The GMi contract with WGML provides that it may be terminated in 30 days if GMi cannot recover its costs.

(ii) For Block B gas, the term for Consumers Gas is automatically extendable for each successive year unless either party provides notice of termination. For ICG (ONT) renewal of the term is automatic for three years unless WGML provides appropriate notice of termination. There is no provision for renewal in the Union agreement. The distributor may reduce the volume in all of the agreements as a result of direct sale displacements. In addition to the volume-related adjust-

1. Now referred to as Firm Service.
2. Now referred to as Firm Service Tendered.

ments for Block B gas set out in (i) above, Consumers Gas may annually reduce its Block B entitlement to purchase by up to 25 percent of the initial Block B volumes subject to certain conditions, and ICG (ONT) may each year purchase on an interruptible basis specified amounts of Block B gas from other suppliers.

(iii) For fuel gas, the distributors may terminate WGML as the supplier after giving specified notice (12 months for Consumers Gas, by 1 May 1990 for ICG (ONT), and on 31 October 1990 for Union).

The agreements with GWG and ICG (MAN) provide for a bundled service period and an unbundled service period. The unbundled service period will commence when and if prices are arbitrated, not before the third contract year. Price arbitration would be triggered by any one of a number of different events, including tendering for alternate gas supply by GWG/ICG (MAN), requests by specified deadlines for arbitration by either WGML or GWG/ICG (MAN), and lack of regulatory approval of rates or of producer support for prices. The transportation contract on TransCanada is to be held by WGML during the bundled service period and by GWG/ICG (MAN) during the unbundled service period.

For GWG/ICG (MAN), during the bundled service period the distributors must purchase all gas including fuel gas from WGML except for peaking gas, gas for storage, and replacement gas in event of failure of WGML supply. Purchases of incremental gas supply for market growth in excess of the maximum daily contract quantity may be made from alternate suppliers as well as from WGML but the daily quantities of such incremental purchases must be prorated between WGML and other suppliers. Also, the initial daily contract quantity may be decreased to reflect direct purchases by the distributors' customers, but proportionately with decreases in purchases from other suppliers. Loss of more than 20 percent of core customer volumes to direct purchases would allow WGML to reduce the term of the contract to either 3 years or longer, as determined by the Manitoba PUB or the government of Manitoba.

GMi's contracts with WGML, Pan-Alberta and SOQUIP provide that its supplies will come from these three companies in fixed proportions:

(i) for core market sales (including related fuel gas), the respective proportions are 71 percent from WGML, 17 percent from Pan-Alberta and 12 percent from SOQUIP; and

(ii) for industrial sales (including related fuel gas), the respective proportions are 63 percent, 15 percent and 22 percent.

All the WGML/distributors contracts specify that WGML is obligated to have reserves under contract such that the reserves/production ratio will not fall below 10 in forecasts prepared annually for 5-year projection periods. If the ratio is projected to fall below 10, WGML has two years to contract for additional reserves to restore the ratio to at least 10, failing which the distributor has the right to arrange for alternative supplies.

The transportation contracts are between each distributor and TransCanada. They are for:

(i) Firm Service ("FS"), which provides for transportation service for up to a specified maximum daily quantity for which the LDCs pay a monthly demand charge regardless of the volumes transported, and a commodity charge for volumes actually transported, and

(ii) Firm Service Tendered ("FST"), which provides for transportation of an annual quantity of gas with 40 percent of it transported in the winter and 60 percent during the summer.

The transportation contracts have a term of 15 years.

Some of the transportation agreements (e.g. with Consumers Gas and ICG (ONT)) provide that temporary excess capacity must be offered proportionately to all firm service shippers to an LDC's franchise area. This includes any contracted capacity held by the distributor on the TransCanada system for transporting the volumes purchased from WGML which the distributor determines will be in excess of its requirements on a temporary basis. If the distributor views such excess as permanent, it must be offered only to the long-term (10 years or more) firm service shippers. To the extent that some excess capacity remains after the initial offering, it would be offered to WGML (according to the ICG (ONT) agreement), or to TransCanada for reassignment to the next party in TransCanada's queue (according to the Consumers Gas agreement).

The agreement with Union Gas provides for WGML to have a right of first refusal to all capacity in excess of that required by Union and its customers, subject to regulatory requirements or legislation.

The natural gas prices in these agreements are discussed in section 2.5 and the public utility boards' decisions are summarized in section 2.3.

Office national de l'énergie

Évaluation du marché du gaz naturel 1989-1991

Octobre 1989

Office national de l'énergie

Évaluation du marché du gaz naturel 1989-1991

Octobre 1989

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1989

No. du Cat. NE 23-27/1989F
ISBN 0-662-95738-5

Ce rapport est publié séparément
dans les deux langues officielles.

This report is published separately
in both official languages.

Exemplaires disponibles auprès du:

Copies are available on request from:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Table des matières

Avant-propos ..... (i)

Résumé ..... (ii)

Liste des tableaux ..... (iii)
Liste des figures ..... (iv)

1. **Introduction** 1

2. **Structure et fonctionnement du marché canadien du gaz** 3
   - 2.1 **La réglementation par les provinces productrices** 4
   - 2.2 **Pratiques contractuelles d'achat de gaz** 7
   - 2.3 **La réglementation dans les provinces consommatrices** 8
   - 2.4 **Transport sur les gazoducs interprovinciaux et internationaux** 13
   - 2.5 **Tarification sur les marchés intérieur et étranger** 24
   - 2.6 **Conclusions à propos de la structure et du fonctionnement du marché canadien du gaz** 30

3. **Perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel canadien** 33
   - 3.1 **Demande intérieure** 33
   - 3.2 **Demande à l'exportation** 39
   - 3.3 **Importations** 50
   - 3.4 **Offre** 51
   - 3.5 **Équilibre de l'offre et de la demande** 71
   - 3.6 **Conclusions à propos de l'offre, de la demande et des prix du gaz: perspectives à court terme** 73

4. **Capacité pipelinière disponible pour les marchés intérieur et d'exportation** 75
   - 4.1 **Capacité pipelinière et utilisation de la capacité** 75
   - 4.2 **Évaluation de la capacité pipelinière et de stockage disponible** 83

5. **Conclusions** 85

Annexes

1. **Abréviations, facteurs de conversion, glossaire** 87

2. **Réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada** 101

3. **Formules d'achat de gaz** 109

4. **Résumé des contrats conclus entre WGML et les distributeurs** 111

Avant-propos

Au nombre de ses activités, l'Office national de l'énergie suit le marché canadien du gaz naturel pour se tenir au courant des difficultés que les Canadiens pourraient éprouver à s'ajuster aux fluctuations de l'offre et de la demande de gaz naturel.

Pour s'acquitter de cette tâche, l'Office publie un rapport biennal intitulé *L'énergie au Canada - Offre et demande*, qui analyse les perspectives à long terme de l'offre canadienne de tous les principaux produits énergétiques, dont l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits, ainsi que les perspectives de la demande d'énergie canadienne au Canada et à l'étranger.

En outre, l'Office analyse l'offre, la demande et les prix du gaz naturel et publie des rapports périodiques de cette analyse, comme il l'avait annoncé dans une décision rendue en juillet 1987, dans laquelle il avait décidé d'adopter une "méthode axée sur les conditions du marché", pour s'assurer que le gaz naturel visé par une licence d'exportation vient en excédent des besoins raisonnablement prévisibles du Canada. Les rapports *Évaluation du marché du gaz naturel* se concentrent exclusivement et plus en détail sur le marché du gaz naturel et offrent une analyse à court terme. Ils diffèrent donc, tant dans leur portée que dans la période d'analyse, du rapport *L'énergie au Canada - offre et demande*, qui, comme on l'a vu ci-dessus, examine à long terme toutes les formes d'énergie.

Il s'agit ici de la deuxième *Évaluation du marché du gaz naturel* publiée par l'Office (la première, datée d'octobre 1988, a été publiée en décembre 1988).

Ce rapport vise deux grands objectifs:

- mettre à jour l'évaluation détaillée de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel présentée dans le rapport d'octobre 1988
- et examiner les perspectives à court terme en prévoyant l'offre et la demande de gaz naturel pour 1989, 1990 et 1991 et en analysant la capacité pipelinière.

Pour toute demande de renseignements concernant le rapport, communiquer avec les Services d'information de l'Office au (613) 990-1850.

On peut se procurer des exemplaires du présent rapport ou de rapports précédents de l'Office en communiquant avec l'Office à l'adresse ou au numéro de téléphone indiqué au verso de la page titre.

Résumé

Notre examen de la structure et du fonctionnement des marchés du gaz naturel depuis notre rapport d'octobre 1988 indique une certaine évolution des conditions du marché:

• Certaines limites à la concurrence dans le marché ont été atténuées dans la dernière année.

- La réglementation des provinces productrices en matière d'acheminement est à l'examen, mais l'Alberta continue de refuser des permis d'acheminement pour les ventes directes pour ce qu'elle juge être des marchés "captifs" d'autres provinces;

- Les services de vente et de transport pour les distributeurs de l'Est du Canada sont maintenant l'objet de contrats séparés, et les contrats de vente n'accordent aux distributeurs qu'une latitude limitée lorsqu'il s'agit de déplacer le gaz acheté auprès de Western Gas Marketing Limited ("WGML") par du gaz acheté ailleurs;

- Les organismes de réglementation du Manitoba, de l'Ontario et du Québec ont accepté les conséquences de ces contrats sur les prix payés par les utilisateurs ultimes jusqu'en novembre 1990, ce qui a assuré une certaine stabilité durant cette période;

- Le nombre et le volume des ventes directes ont augmenté, et les prix pour les ventes de WGML et pour les achats fermes directs d'une année ont convergé, ce qui signale un accroissement de la concurrence entre les ventes faites par WGML et les ventes directes;

- L'ONE a ouvert l'accès au service de transport pipelinier aux expéditeurs effectuant des transactions directes et il a établi des procédures pour les expéditeurs en file d'attente pour l'espace pipelinier afin d'assurer le traitement équitable de tous les expéditeurs; et

- Un nombre croissant d'acheteurs effectuant des achats directs ont accès au service de transport sur les réseaux de distribution, bien que la politique au Québec n'encourage pas, en fait, le transport du gaz acheté directement autrement que par les accords d'achat-vente passés avec des distributeurs du Québec.

• Les prix intérieurs demeurent, en moyenne, inférieurs aux prix à l'exportation, ce qui signale que les Canadiens n'ont eu en général pas de difficultés pour obtenir des approvisionnements en gaz sur une base au moins aussi favorable que les clients du marché de l'exportation.

• Les ventes de gaz naturel sur le marché canadien devraient s'accroître en 1990 et en 1991, mais à un rythme plus lent qu'au cours des deux dernières années, ce qui signale un ralentissement prévu de la croissance économique.

• Les ventes à l'exportation devraient continuer d'augmenter et devraient dépasser, jusqu'à l'horizon 1991, les niveaux atteints antérieurement. Les importations à destination du sud de l'Ontario, bien que faibles, devraient également augmenter.

• En dépit d'un certain redressement de l'activité globale de forage, nous prévoyons de petits fléchissements dans les réserves restantes dans l'Ouest canadien jusqu'à l'horizon 1991, par suite de la demande élevée de gaz.

• L'excédent de la capacité de production par rapport à la demande devrait continuer de diminuer au cours de la période de prévision, l'offre et la demande devant à peu près s'équilibrer d'ici à 1991.

• En dépit de la nouvelle capacité pipelinière attribuable aux installations déjà construites ou en voie de construction, un accroissement de la demande, sur les marchés intérieur et de l'exportation, aboutira à une utilisation très élevée de la capacité pipelinière, et le transport interruptible continuera d'être très limité.

Nous concluons que, bien qu'il existe toujours des limitations dans le fonctionnement du marché, on a continué de progresser vers une concurrence accrue dans la dernière année. La demande de gaz est élevée et continue de s'accroître, tant sur le marché intérieur que sur le marché de l'exportation. Tant la capacité de production que la capacité de transport (y compris les installations de stockage) devraient suffir à répondre aux exigences jusqu'à l'horizon 1991.

Nous prévoyons que les prix du gaz naturel resteront stables à l'horizon 1991, même s'il pourra se produire des fluctuations de prix pour certaines catégories de transactions à court terme.

Liste des tableaux

2-1	Ventes directes sur les marchés provinciaux	4
3-1	Demande de gaz naturel au Canada - consommation par secteur et par région - 1988	35
3-2	Taux de croissance du produit intérieur brut réel - Canada	37
3-3	Comparaison des prévisions de la demande de gaz naturel - Canada	40
3-4	Ventes et transport par les sociétés pipelinières interétatiques des É.-U.	41
3-5	Exportations de gaz naturel du Canada par type d'autorisation et de vente	42
3-6	Licences d'exportation délivrées durant l'année contractuelle 1988-1989	46
3-7	Exportations de gaz naturel: comparaisons des prévisions pour 1989, 1990 et 1991	49
3-8	Réserves établies de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles	67
3-9	Prévision de la capacité de production rajustée et de la demande	72
4-1	Utilisation des pipelines en janvier et février	74

Liste des figures

2-1 Prix moyens intérieurs et à l'exportation - frontière de la Colombie-Britannique 27

2-2 Prix moyens intérieurs et à l'exportation - frontière de l'Alberta 28

2-3 Prix après traitement de l'Alberta - ventes de gaz appartenant à WGML et ventes directes 29

2-4 Prix après traitement de la Colombie-Britannique - achats de BCPC et ventes directes 30

3-1 Démarche de prévisions à court terme sur les ventes de gaz naturel 32

3-2 Demande de gaz naturel au Canada 36

3-3 Demande de gaz naturel par secteur au Canada 38

3-4 Exportations de gaz naturel par type de client 41

3-5 Exportations de gaz naturel en vertu d'ordonnances à court terme en 1988 42

3-6 Volumes et revenus associés à l'exportation de gaz naturel: 1980-1988 43

3-7 Prix à l'exportation moyens et prix É.U. moyens à la tête du puits: 1980-1988 43

3-8 Exportations de gaz naturel vers les marchés régionaux des États-Unis en 1988 45

3-9 Exportations de gaz naturel: sous licences et à l'étude 47

3-10 Exportations de gaz naturel par marchés américains: 1980-1991 48

3-11 Distribution, par taille de gisement, des réserves en Alberta 52

3-12 Régions de l'Alberta 52

3-13 Distribution géographique des réserves en Alberta 53

3-14 Distribution, par âge géologique, des réserves en Alberta 53

3-15 Distribution, par taille de gisement, des réserves en C.-B. 54

3-16 Distribution, par âge géologique, des réserves en C.-B. 55

3-17 Distribution, par taille de gisement, des réserves en Saskatchewan 56

3-18 Distribution, par âge géologique, des réserves en Saskatchewan 56

3-19	État contractuel des réserves restantes en Alberta, au 1er janvier 1989	59
3-20	Distribution, par taille de gisement, des réserves libres de contrat en Alberta	59
3-21	Distribution géographique des réserves libres de contrat en Alberta	59
3-22	Distribution, par âge géologique, des réserves libres de contrat en Alberta	59
3-23	Distribution, par taille de gisement, des réserves inexploitées en C.-B.	60
3-24	Dépenses, par province, pour la vente de terrains	62
3-25	Activité géophysique par province	62
3-26	Activité de forage par province	63
3-27	Puits forés par province	63
3-28	Comparaison de la totalité des puits forés et des puits complétés de gaz	64
3-29	Puits de gaz complétés par province	64
3-30	Régions d'activité de forage d'envergure - C.-B. et Alberta	65
3-31	Réserves établies restantes et additions aux réserves dans les régions traditionnelles	66
3-32	Comparaison des ratios réserves/production de gaz naturel	68
3-33	Forage exploratoire et tours de forage - États-Unis	69
3-34	Réserves prouvées et additions aux réserves - États-Unis	69
3-35	Capacité de production au Canada	70
3-36	Capacité de production rajustée et demande	72
4-1	Principaux gazoducs	74
4-2	Utilisation de la capacité de Westcoast	76
4-3	Utilisation de la capacité de Alberta Natural Gas (y compris le tronçon ouest de Foothills)	77
4-4	Utilisation de la capacité du tronçon est de Foothills	79
4-5	Utilisation de la capacité de TransCanada	80
A2-1	État actuel de la réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada	102
A3-1	Ventes directes et achats-ventes	108

Chapter 1

Introduction

En décembre 1988, l'Office national de l'énergie ("l'Office" ou "l'ONE") publiait le premier numéro d'une série de rapports sur le marché canadien du gaz naturel qu'il comptait publier périodiquement dans le cadre de la "méthode axée sur les conditions du marché" adoptée en juillet 1987[1] pour l'examen des demandes de licence d'exportation de gaz naturel. Ce rapport, intitulé *Office national de l'énergie - Évaluation du marché du gaz naturel, octobre 1988* (le "Rapport d'octobre 1988") prévoyait:

- l'évaluation de la structure et du fonctionnement du marché du gaz naturel au Canada depuis la signature, par les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, en 1985, d'accords prévoyant l'élimination du régime des prix administrés[2];

- une description des dispositions commerciales et réglementaires qui régissent les modalités d'acheminement du gaz naturel depuis la tête de puits jusqu'au consommateur;

- une perspective de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel canadien pour 1988 et 1989.

Les conclusions du Rapport d'octobre 1988 étaient les suivantes:

- Comme le prévoyait l'Entente du 31 octobre 1985, le secteur du gaz répond aux fluctuations du marché avec plus de souplesse. Un plus grand nombre de débouchés s'offrent maintenant aux producteurs et les utilisateurs ultimes peuvent maintenant choisir parmi une plus grande variété de sources d'approvisionnement.

- Il reste encore des obstacles à un régime de tarification pleinement concurrentiel. Bien que la pleine concurrence règne dans le secteur industriel du marché, les secteurs commercial et résidentiel n'ont pas encore bénéficié de prix aussi concurrentiels.

- L'excédent de capacité de production qu'a récemment connu le marché se résorbe. La capacité de production annuelle devrait demeurer bien supérieure à la demande annuelle en 1988 et 1989, mais l'excédent de la capacité sur la demande en journée de pointe baisse de plus en plus.

- Les prix à l'exportation ne devraient pas, en moyenne, être très différents des prix intérieurs à la frontière de l'Alberta.

- La restriction de la capacité pipelinière risque de freiner la progression des ventes.

---

1. Office national de l'énergie - Motifs de décision relative à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel, juillet 1987.
2. L'Accord de l'Ouest: entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Saskatchewan et de la Colombie-Britannique sur la tarification et la taxation du pétrole et du gaz naturel, 28 mars 1985; et Entente entre les gouvernements du Canada, de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan sur les marchés et les prix du gaz naturel, 31 octobre 1985. Ces ententes sont décrites en détail dans le rapport d'octobre 1988.

Le marché du gaz naturel a connu de nombreux changements depuis octobre 1988. Citons notamment:

- les décisions de l'Office visant l'autosubstitution, l'accès aux gazoducs, les licences d'exportation et les nouvelles installations pipelinières;
- la construction de nouvelles installations pipelinières;
- les décisions rendues par les organismes de réglementation provinciaux à l'égard de contrats entre Western Gas Marketing Limited ("WGML") (la filiale de commercialisation de TransCanada PipeLines Limited) et des distributeurs de l'Est du Canada;
- les décisions prises par les producteurs à propos de contrats concernant de nouvelles ventes à l'exportation;
- l'effet, sur les exportations de gaz canadien, de l'évolution de la situation aux États-Unis;
- les événements qui, dans les provinces productrices de l'Ouest, ont influencé la consommation de gaz dans ces provinces ou les acheminements de gaz à l'extérieur de ces provinces;
- les activités qui, dans plusieurs provinces, ont influencé la demande de gaz pour la production d'électricité;
- l'entrée en vigueur de l'Accord de Libre-échange.

À la lumière de ces changements, l'Office a décidé qu'il était opportun de mettre à jour le rapport d'octobre 1988.

Structure du rapport

Le chapitre 2 examine tout d'abord l'évolution de la situation dans les provinces productrices, puis analyse les principaux aspects des contrats d'achat de gaz conclus par les distributeurs canadiens et ceux des contrats de vente à l'exportation. Il examine ensuite l'évolution de la situation dans les provinces consommatrices. Vient ensuite un examen des questions de transport concernant les gazoducs réglementés par l'Office. Le rapport se penche sur la tarification dans les marchés intérieur et d'exportation. Pour conclure, le chapitre évalue dans quelle mesure les utilisateurs ultimes au Canada ont pu négocier librement les modalités d'achat de leurs approvisionnements en gaz et obtenir des modalités comparables à celles offertes aux clients étrangers.

Le chapitre 3 analyse les perspectives à court terme de l'offre et de la demande de gaz naturel pour 1989, 1990 et 1991. Après avoir examiné la demande sur les marchés intérieur et de l'exportation, il étudie l'offre canadienne et les importations. Il évalue enfin l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le chapitre 4 examine la capacité pipelinière, y compris l'utilisation de la capacité disponible et la capacité de stockage, et compare la capacité disponible aux prévisions de débit jusqu'en 1991.

Le chapitre 5 présente les conclusions de l'analyse. (Ces conclusions sont résumées au début du rapport.)

Le rapport comprend quatre annexes. La première comprend une liste des abréviations et des facteurs de conversion, ainsi qu'un glossaire. La deuxième présente une mise à jour de la réglementation du gaz naturel au Canada, qui faisait l'objet de l'annexe A du rapport d'octobre 1988. L'annexe 3 met à jour la description des formules d'achat de gaz qui constituait la section 3.1 du rapport d'octobre 1988. L'annexe 4 offre un résumé des contrats conclus entre WGML et les distributeurs.

Chapitre 2

Structure et fonctionnement du marché canadien du gaz

Les ventes de gaz peuvent se faire sans intermédiaires entre les producteurs et les utilisateurs ultimes, dans lequel cas seulement un contrat existe. D'autre part, le producteur peut vendre du gaz à un commercialisateur, lequel à son tour le vend à une société pipelinière, à une société de distribution locale ("SDL") ou à un client utilisateur ultime, ce qui donne lieu à une chaîne de contrats. Dans ce deuxième cas, les modalités du contrat passé avec le producteur peuvent ne pas être (et ne sont pas habituellement) identiques à celles des contrats subséquents de la chaîne (c.-à-d. en allant vers l'utilisateur ultime). Par exemple, un commercialisateur peut acheter du gaz en vertu de contrats (d'achat) à long terme et le vendre en vertu de contrats (de vente) à court terme. L'inverse se produit parfois. A titre de second exemple, un commercialisateur peut vendre, en vertu de contrats de ventes interruptibles, du gaz acheté en vertu d'un contrat ferme. De nouveau, l'inverse se produit parfois. WGML a acheté antérieurement du gaz en vertu de contrats à long terme. Toutefois, ses ventes variaient de ventes à court terme au marché industriel en ventes à long terme aux SDL.

La structure des ventes de gaz naturel au Canada continue de s'aligner de plus en plus sur les conditions du marché, comme en témoignent le nombre de contrats et le volume de gaz vendu directement aux utilisateurs ultimes. En 1987, relativement au gaz de l'Alberta vendu dans l'Est du Canada, quelque 163 pétajoules de gaz ont été vendus directement dans le cadre de quelque 240 contrats. Selon nos estimations, ces chiffres devraient atteindre quelque 300 pétajoules de gaz et 600 contrats environ d'ici à la fin de 1989. Cela indique une baisse du rapport du volume de gaz au nombre de contrats de vente de gaz, qui est passé de 0,68 environ à 0,50. Ce changement montre que le nombre de petits utilisateurs ultimes qui achètent du gaz directement a augmenté au cours des deux dernières années, tandis qu'en 1986 et 1987 les ventes directes visaient surtout les gros clients industriels. Les données sur l'approvisionnement étayant ces ventes directes (section 3.4) sont limitées.

De façon globale, nous estimons qu'à l'heure actuelle, environ un tiers des ventes de gaz sur le marché intérieur se font en vertu de contrats à court terme passés avec des SDL et en vertu de contrats d'achat direct passés avec des utilisateurs ultimes.

Au cours de l'année écoulée, un certain nombre de développements importants se sont produits dans les marchés canadiens du gaz naturel, qui sont devenus plus concurrentiels:

- Les marchés intraprovinciaux ont pris de l'essor: le volume des ventes directes y a connu une forte augmentation (tableau 2-1).
- Les provinces productrices ont commencé à modifier dans une certaine mesure leurs politiques d'acheminement (voir la section 2.1).
- Des contrats ont été négociés entre WGML et les distributeurs de l'Est du Canada (section 2.2).
- Des décisions ont été rendues par les régies provinciales à l'égard de ces contrats (section 2.3).

Tableau 2-1

Ventes directes sur les marchés provinciaux

pétajoules

	1985	1986	1987	1988	1989(est)
Colombie-Britannique	0,0	6,3	22,5	45,3	61,7
Alberta	n/d	n/d	277,0	325,0	340,0
Saskatchewan	n/d	0,0	3,4	43,7	49,5

- L'Office national de l'énergie a rendu des décisions,
  - pour faciliter l'accès aux gazoducs que réglemente le gouvernement fédéral,
  - pour s'assurer que tous les expéditeurs sont traités sur un pied d'égalité,
  - à propos des listes d'attente pour la capacité disponible à venir,
  - pour autoriser l'autosubstitution par les distributeurs (section 2.4);

- Les Canadiens ont continué à disposer de gaz naturel à des prix et à des modalités généralement comparables à ceux dont bénéficient nos clients étrangers (section 2.5).

La section 2.6 présente nos conclusions sur la mesure dans laquelle le marché devient plus concurrentiel et, en général, sur la structure et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel.

2.1 La réglementation par les provinces productrices

Voici un bref examen de la réglementation appliquée par l'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan. L'annexe 2 présente de plus amples renseignements à ce sujet.

Dans chacune de ces provinces, les expéditeurs ou producteurs doivent obtenir l'approbation des autorités provinciales pour acheminer du gaz à l'extérieur de la province jusqu'aux utilisateurs ultimes. Toutefois, comme on le verra ci-dessous, les critères de délivrance des permis d'acheminement ne sont pas les mêmes dans les trois provinces.

Alberta

En Alberta, la délivrance des permis d'acheminement continue de reposer sur une méthode volumétrique du calcul des excédents et de tenir compte des marchés ultimes dans les autres provinces. En 1988, l'Alberta a commencé à réévaluer cette politique. Au moment de la rédaction du présent rapport, cette réévaluation se poursuivait encore.

L'Alberta estime que les clients résidentiels et commerciaux et les petits clients industriels (c'est-à-dire les clients que la province considère constituer le marché "captif") doivent garantir leurs approvisionnements en gaz en achetant leur gaz aux SDL, qui, elles, l'achètent aux producteurs en vertu de contrats à long terme. Aussi la province applique-t-elle le critère des excédents, qui vise à protéger les besoins du marché "captif" sur une période de 15 ans dans la province. L'Alberta calcule les excédents en déduisant de ses réserves les besoins du marché "captif" de la province sur une période de 15 ans, les volumes de gaz faisant l'objet de permis d'acheminement approuvés, les volumes visés par des contrats en Alberta même et les volumes correspondant au combustible exigé par le transport et aux pertes. [1]

L'Alberta ne délivre pas de permis d'acheminement pour les ventes directes à ce

1. *Gas Supply Protection for Alberta, Policies and Procedures*, Rapport 87-A de l'OCREA (Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta), mars 1987.

qu'elle considère le marché "captif" d'autres provinces. Les clients industriels d'autres provinces ne peuvent acheter directement le gaz de l'Alberta que si la consommation à chaque point d'utilisation ultime est d'au moins 35 000 gigajoules par an. En vertu de cette disposition, les acheteurs directs ne peuvent regrouper les besoins de plusieurs usines. Cela veut dire qu'il reste difficile aux petits utilisateurs industriels et commerciaux d'acheter directement le gaz de l'Alberta.

L'une des conditions imposées par l'Alberta pour la délivrance d'un permis d'acheminement est que le gaz vendu à un distributeur de l'Est du Canada ne doit pas se substituer au gaz albertain qui lui aurait normalement été vendu en vertu de contrats existants avec WGML. Toutefois, les contrats renégociés en 1988 entre WGML et les SDL à l'est de la Saskatchewan n'accordent aux distributeurs que peu de latitude pour déplacer les volumes de WGML. Ainsi, l'Alberta a cessé d'interdire l'autosubstitution jugeant cette interdiction inutile.

Le prix n'entre pas en ligne de compte dans la délivrance, par l'Alberta, des permis d'acheminement. Comme les clauses des contrats sont souvent confidentielles, les requérants de permis d'acheminement doivent fournir à l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA") une description générale des modalités de vente, pour que l'OCREA puisse établir si la vente proposée est dans l'intérêt public de l'Alberta. Le ministre de l'Énergie peut exiger des renseignements complémentaires, qui restent confidentiels.

Le régime des redevances de l'Alberta continue toutefois d'empêcher la part provinciale des redevances de s'amenuiser sous l'effet des ventes au rabais. Les redevances de l'Alberta sont calculées sur le prix effectif de vente du gaz ou sur 80 % du prix moyen du marché ("PMM") en Alberta, que publie tous les mois la province, selon ce qui représente le montant le plus élevé.

Un autre effet du régime actuel de redevances de l'Alberta est de continuer à dissuader les producteurs de vendre directement du gaz hors-réseau à un prix inférieur à 80 % du PMM de l'Alberta. Les redevances sont calculées sur les prix prévus au contrat. Si le prix après traitement auquel un producteur vend du gaz à un acheteur direct en vertu d'un contrat est inférieur à 80 % du PMM, les redevances sont calculées sur 80 % du PMM. Par contre, si du gaz est vendu au même prix, mais indirectement, par l'intermédiaire d'un rassembleur qui l'achète aux producteurs en vertu d'un contrat visé par le régime de tarification en fonction des rentrées nettes, les redevances peuvent être moins élevées, parce qu'elles sont calculées sur le prix moyen du gaz vendu en vertu du contrat du rassembleur, c'est-à-dire sur la moyenne entre les prix peu élevés de certaines ventes et les prix élevés d'autres ventes. Ce régime favorise donc les gros rassembleurs, qui peuvent plus facilement combiner leurs ventes à prix moins élevés et leurs ventes à prix plus élevés.

Les redevances sur le gaz de l'Alberta, sauf en ce qui a trait aux puits produisant de très faibles volumes, dépendent seulement des prix du gaz. Aux prix après traitement actuels, les redevances de l'Alberta correspondent en moyenne à 35 % du prix après traitement du gaz "ancien" (gaz de gisements mis en production avant 1974) et à 25 % environ du prix du gaz "nouveau" (gaz de gisements mis en production après 1973).

En vertu de la *Take or Pay Cost Sharing Act*, l'Alberta a maintenu à une moyenne de 10 cents environ le gigajoule la contribution aux frais financiers de TOPGAS[1], jusqu'au 1er novembre 1989, date à laquelle cette con-

1. En 1982 et 1983, les consortiums bancaires TOPGAS et TOPGAS II ont avancé un total de 2,7 milliards de dollars aux producteurs de gaz de TransCanada pour le gaz que TransCanada était tenu de payer, mais ne pouvait vendre. Ces avances doivent être remboursées d'ici à la fin de février 1994. En 1986, l'Office national de l'énergie a recommandé que la majeure partie des ventes de gaz albertain à l'Est du Canada contribuent au paiement des frais financiers de TOPGAS. Est exclus le gaz vendu en vertu de contrats de transport conclus au plus tard le 31 octobre 1985. L'Office a proposé que, pour le gaz non visé par les ententes TOPGAS, la contribution soit de 10 cents le gigajoule pour l'année contractuelle 1986-1987, de 9 cents pour l'année suivante et de 8 cents pour l'année contractuelle 1988-1989. À la suite de cette recommandation, l'Alberta a adopté la *Take or Pay Cost Sharing Act*.

tribution a été porté à 7 cents. Les ententes TOPGAS ont pour effet d'entraîner un moins grand écart entre le coût du gaz du réseau et celui du gaz hors-réseau en Alberta qu'il n'y aurait si tous les frais financiers de TOPGAS étaient supportés par le gaz du réseau. En outre, cela influence le coût de tout le gaz albertain par rapport à ceux du gaz de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Le solde à rembourser est de 1,5 milliard de dollars.

Saskatchewan

Les politiques de la Saskatchewan visant les permis d'acheminement de gaz naturel restent moins restrictives que celles de l'Alberta et n'ont pas beaucoup changé depuis l'année dernière.

La méthode de calcul des excédents utilisée par la Saskatchewan est semblable à celle de l'Alberta. Cependant, les clients "captifs" de la Saskatchewan ne sont pas tenus d'acheter le gaz aux SDL. Dans le calcul des excédents aux fins de la délivrance des permis d'acheminement, les besoins des clients "captifs" qui achètent leur gaz directement ne sont protégés qu'à concurrence des volumes visés par des contrats.

Contrairement à l'Alberta, la Saskatchewan accorde des permis d'acheminement pour la vente directe à des clients "captifs" dans d'autres provinces. Cela a permis à la Saskatchewan d'augmenter ses ventes de gaz dans l'Est du Canada.

La Saskatchewan tient compte des prix dans la délivrance des permis d'acheminement. Le prix auquel le gaz est vendu à l'extérieur de la province ne doit pas être inférieur au prix du gaz vendu selon des modalités comparables dans la province.

Jusqu'en 1987, la réglementation provinciale a maintenu à des niveaux très bas le prix du gaz produit en Saskatchewan. Depuis la déréglementation du marché du gaz, la Saskatchewan laisse les conditions du marché dicter les prix du gaz produit dans la province. Les redevances dépendent de la production des puits et des prix du marché. Les redevances dans le cas du gaz "nouveau" (gaz de gisements mis en production après septembre 1976) est quelque peu inférieure que dans le cas du gaz "ancien" (gaz de gisements mis en production avant octobre 1976).

Colombie-Britannique

Comme l'Alberta et la Saskatchewan, la Colombie-Britannique tient compte des besoins de ses clients "captifs" avant d'accorder des permis d'acheminement. Dans son calcul des excédents, la province protège pendant 15 ans les besoins des clients du marché "captif" qui achètent du gaz aux SDL. Les clients du marché "captif" peuvent également acheter du gaz directement aux producteurs, mais les besoins de ces clients ne sont protégés que jusqu'à l'échéance de leurs contrats d'achat de gaz et jusqu'à concurrence des volumes visés par ces contrats.

La province délivre des permis d'acheminement pour les ventes directes aux clients du marché "captif" d'autres provinces, mais l'accès aux services de transport a limité l'ampleur de ces ventes. Jusqu'en 1989, à l'exception du gaz provenant d'une zone située près de la frontière albertaine et traité en Alberta, le gaz de la Colombie-Britannique ne pouvait être expédié à l'est de l'Alberta que par substitution. Cela veut dire que le gaz de la Colombie-Britannique est vendu à un acheteur de l'Alberta, qui dirige alors vers un autre marché le gaz albertain qu'il destinait à la Colombie-Britannique. Toutefois, un permis d'acheminement de l'Alberta est exigé pour ces ventes et l'Alberta perçoit la contribution aux frais financiers de TOPGAS. Ces dispositions empêchent le gaz de la Colombie-Britannique d'être pleinement concurrentiel sur les marchés situés à l'est de l'Alberta. Quand les nouvelles installations ont été terminées, il est devenu possible d'acheminer du gaz de la Colombie-Britannique sur le réseau de NOVA en Alberta.

La Colombie-Britannique tient compte du prix dans la délivrance des certificats

d'acheminement de l'énergie (permis d'acheminement). Le prix auquel le gaz est vendu aux utilisateurs ultimes d'autres provinces ne doit pas être inférieur au prix que paient les clients de la province pour du gaz vendu selon des modalités comparables. Au moment de la rédaction du présent rapport, la province réévaluait le bien-fondé de cette procédure.

Depuis juin 1988, les redevances perçues par la Colombie-Britannique sont uniquement basées sur le prix à la tête de puits. Le taux minimal est de 15 % du prix à la tête de puits pour le gaz dont la production n'est pas liée au pétrole et de 8 % pour tout autre gaz. Aux cours actuels, les redevances imposées aux producteurs sont proches des valeurs minimales.

Résumé

En résumé, la réglementation des marchés du gaz par les provinces productrices a peu changé depuis l'année dernière.

Bien qu'elle ait entrepris de réévaluer sa politique visant les permis d'acheminement, l'Alberta ne l'a pas encore changée. Sa politique actuelle reste discriminatoire et la concurrence offerte par les ventes directes fait craindre, dans cette province, un effritement des prix du gaz et des redevances sur le gaz.

La Saskatchewan continue de s'imposer de plus en plus sur les marchés de l'Est du Canada, en grande partie parce que sa politique d'acheminement est plus libérale.

Alliée à une politique d'acheminement plus souple, la construction de nouvelles installations reliant les zones de production aux marchés de l'Est du Canada permettra à la Colombie-Britannique d'être plus concurrentielle sur le marché des ventes interprovinciales directes.

2.2 Pratiques contractuelles d'achat de gaz

Les ententes d'octobre et novembre 1988, ainsi que les contrats conclus par la suite entre WGML et des distributeurs du Québec, de l'Ontario et du Manitoba, ont profondément changé les modalités commerciales régissant les ventes intérieures de gaz naturel.[1] Jusqu'alors, TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada") vendait aux distributeurs du gaz et des services de transport dans le cadre de contrats de service regroupé. Les ententes de 1988 et les contrats ultérieurs ont permis à WGML de vendre du gaz aux distributeurs juste à l'est de l'Alberta, et à ces distributeurs d'expédier le gaz sur le réseau de TransCanada en vertu de contrats de transport de 15 ans avec TransCanada. Les nouveaux contrats ont remplacé des contrats qui devaient venir à échéance d'ici à 1994.

Sauf dans le cas de Greater Winnipeg Gas Company ("GWG") et d'ICG Utilities Ltd. (Manitoba) ("ICG (MAN)") (voir l'annexe 4), les ventes de gaz ont été séparées des contrats de transport. Bien que les détails des ententes varient quelque peu d'un distributeur à un autre (voir l'annexe 4), la structure générale de leurs dispositions est comparable:

- les ventes de gaz se divisent en deux blocs: le "bloc B" pour les clients industriels qui achètent des reventes de gaz du réseau ("RGR") et le "bloc A" pour les autres clients (représentant le marché "captif");
- les contrats ont une durée allant jusqu'à 15 ans dans le cas du gaz destiné au marché "captif", et jusqu'à 5 ans dans le cas du gaz destiné au marché industriel;
- les ententes ne prévoient qu'une autosubstitution limitée des volumes destinés au marché "captif";
- le distributeur peut réduire les volumes contractuels destinés aux marchés "cap-

1. L'entente avec GMi fut signée en octobre; l'entente avec ICG (ONT), le 11 octobre; l'entente avec Consumers Gas fut signée le 12 octobre et modifiée le 12 décembre; l'entente avec Union fut signée le 25 novembre; l'entente avec ICG (MAN) et avec GWG, le 7 octobre.

tifs" et industriel à la suite d'une substitution par des ventes directes aux utilisateurs ultimes;

- WGML peut résilier le contrat si les achats de gaz d'un distributeur pour le marché "captif" baissent d'une quantité stipulée.[1]

La section 2.5 examine les prix du gaz naturel pratiqués en vertu de ces ententes; la section 2.3 résume les décisions des régies des services publics.

Ces ententes sont importantes en ce sens qu'il s'agit des premiers contrats à long terme négociés entre WGML/TransCanada (plus gros détenteur de réserves visées par des contrats dans l'Ouest du Canada) et les principaux distributeurs de l'Est du Canada depuis l'adoption de la tarification fondée sur les conditions du marché, en 1985. Ces ententes ont eu pour effet de séparer les deux fonctions de TransCanada (vente et transport); les distributeurs sont maintenant les expéditeurs de la plupart du gaz acheminé sur le réseau de TransCanada vers les marchés intérieurs.

2.3 La réglementation dans les provinces consommatrices

Nous examinerons ici l'évolution de la situation dans les provinces qui consomment plus de gas qu'elles n'en produisent (Québec, Ontario et Manitoba), y compris les changements de politiques et les décisions des organismes de réglementation qui ont influencé la structure et le fonctionnement des marchés provinciaux du gaz.

Québec

En juin 1988, la Régie du gaz naturel (la "Régie") a remplacé la Régie de l'électricité et du gaz, qui réglementait l'énergie au Québec. La nouvelle régie a assumé les droits et obligations de l'ancienne pour ce qui est du gaz et s'est chargée de poursuivre l'étude des dossiers dont avait été saisie l'ancienne régie. Les décisions de l'ancienne régie restent en vigueur.

La Régie réglemente la distribution du gaz au Québec. Le principal distributeur est Gaz Métropolitain, inc. ("GMi"), qui distribue 95 % environ de tout le gaz vendu au Québec. L'autre distributeur est Gazifère, inc., filiale à part entière de The Consumers' Gas Company Ltd., qui distribue le gaz à Hull, au Québec.

Pour pouvoir distribuer du gaz naturel au Québec, une entreprise doit détenir des droits de distribution exclusifs, que le gouvernement lui confère pour une période maximale de 30 ans, après avoir obtenu l'avis de la Régie. Cela donne à l'entreprise le droit exclusif d'acheminer et de livrer du gaz dans un territoire donné, mais pas le droit exclusif d'acheter, de vendre ou de stocker le gaz.

En plus de devoir fournir et livrer du gaz à tout client qui le demande dans le territoire desservi par son réseau, un distributeur doit également recevoir, transporter et livrer à un consommateur ou courtier qui en fait la demande le gaz que ce dernier a acheté à un tiers pour sa propre consommation. Toutefois, l'article 54 de sa Loi[2] prévoit que la Régie peut, à la demande d'un consommateur ou d'un distributeur, dispenser ce dernier de donner suite à une demande de transport de gaz acheté directement, si la Régie est d'avis que:

(i) cela aurait pour effet de compromettre la rentabilité ou l'efficacité des opérations du distributeur;

(ii) l'intérêt public le requiert;

(iii) les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur;

(iv) telle demande est susceptible de compromettre la sécurité d'approvisionnement d'un autre consommateur.

L'article 54 prévoit également que, lorsque le gaz naturel est utilisé principalement pour le chauffage de bâtiments ou à des fins

1. Cette clause est parfois appelée la "balle d'argent".
2. Loi sur la Régie du gaz naturel, SQ 1988, c 23.

domestiques, la Régie peut dispenser un distributeur de l'obligation d'assurer le service de transport si elle est d'avis que les conditions d'approvisionnement dont le consommateur a convenu avec un tiers ne lui assurent pas, compte tenu notamment de ses besoins particuliers et de la disponibilité du gaz, une sécurité d'approvisionnement comparable à celle offerte par un distributeur.

Les ventes de gaz aux consommateurs industriels, qui constituent le principal marché des ventes directes, correspondent à 60 % environ de la demande en gaz des utilisateurs ultimes au Québec. Cela a amené les distributeurs québécois à mettre l'accent sur les ententes d'achat-vente. Sous l'effet des dispositions de la Loi de 1988 et d'une commercialisation vigoureuse par les distributeurs québécois, presque toutes les ventes directes aux utilisateurs de gaz du Québec se font dans le cadre de contrats d'achat-vente avec les distributeurs québécois, à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.

En raison des particularités du tarif établi par la Régie au Québec, la concurrence au niveau de l'approvisionnement en gaz existe surtout grâce aux ententes d'achat-vente avec les distributeurs du Québec; il est peu pratique pour les courtiers ou les commercialisateurs de prendre des dispositions pour la livraison du gaz aux utilisateurs ultimes. La situation en Ontario est différente, car les utilisateurs ultimes peuvent soit passer des contrats d'achat-vente avec le distributeur, soit demander à leur courtier ou commercialisateur du gaz de prendre toutes ces dispositions de transport.

L'article 34 de la Loi de 1988 prévoit que les taux et les autres conditions du tarif d'un distributeur qui s'appliquent à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition du gaz ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs. Cette disposition vise les avantages retirés des rabais obtenus par le distributeur sur le prix du gaz.

Ces rabais ont provoqué une certaine controverse. Malgré l'opposition des intervenants, GMi est parvenue à faire valoir que la Régie devrait garder confidentiels les détails sur une caisse de commercialisation mise à la disposition de GMi par ses fournisseurs et principalement destinée à offrir des rabais au marché industriel.[1] Les intervenants craignaient que cela ne permette à GMi de continuer à prédominer sur le marché québécois, et à ses trois fournisseurs (WGML, Pan-Alberta Gas Limited et SOQUIP) d'en rester les seuls pourvoyeurs. Dans sa décision[2], la Régie a autorisé GMi à administrer cette caisse pendant les deux premières années des contrats et à lui fournir les détails de son administration à titre confidentiel.

La Régie a également approuvé les taux découlant des contrats d'approvisionnement de GMi (voir le résumé des détails aux sections 2.2 et 2.5) pour les deux premières années contractuelles (c'est-à-dire jusqu'au 31 octobre 1990).

Elle a aussi confirmé une décision antérieure qui permettait à des groupes de consommateurs d'avoir accès aux services de transport et aux contrats d'achat-vente. Elle a, par la même occasion, indiqué qu'à son avis le marché ne sera pas entièrement libre tant que l'Alberta impose des restrictions aux permis d'acheminement provinciaux.

Ontario

En Ontario, l'événement saillant de l'année a été la décision rendue en avril 1989 par la Commission de l'énergie de l'Ontario ("CEO") à propos des contrats entre WGML et les distributeurs ontariens: The Consumers' Gas Company Ltd. ("Consumers Gas"), ICG Utilities (Ontario) Ltd. ("ICG (ONT)") et Union Gas Limited ("Union").[3]

1. GMi peut également utiliser cette caisse pour favoriser l'expansion du marché "captif", en offrant des subventions pour l'installation d'équipement.
2. Décision D-89-24, datée du 6 septembre 1989.
3. Ces décisions de la CEO portaient, respectivement, les numéros E.B.R.O. 452-3, 456-4 et 440-2. Les dispositions des ententes sont décrites aux sections 2.2 et 2.5, ainsi qu'à l'annexe 4.

La CEO a jugé qu'il ne lui appartenait pas d'approuver le texte intégral ou certaines clauses des ententes et contrats entre WGML et les distributeurs. Ses décisions n'ont donc pu avoir pour objet que les conséquences de ces ententes sur le coût du gaz, ce qui veut dire que son examen a dû se limiter aux deux premières années des ententes, cette période étant la seule pour laquelle les coûts du gaz étaient connus.

La CEO a trouvé que les distributeurs avaient justifié les prix négociés pour les deux premières années des ententes de 1988 et que ces prix étaient raisonnables compte tenu des conditions qui existaient alors. Aussi a-t-elle accepté la tarification découlant de ces ententes.

Dans les motifs de sa décision, la CEO a fait état d'un certain nombre d'obstacles qui se dressaient à la compétitivité sur le marché du gaz naturel, dont les suivants:

- les distributeurs n'avaient pas le droit de substituer d'autre gaz aux volumes fournis en vertu de contrats à long terme qui étaient en vigueur le 31 octobre 1985;
- les politiques du gouvernement de l'Alberta visant les permis d'acheminement empêchaient la vente directe dans le cas du gaz albertain destiné au marché "captif", au sens que lui donne l'Alberta, ou dans le cas de volumes inférieurs à une quantité annuelle stipulée;
- la capacité de transport, depuis la tête de puits jusqu'aux points de livraison en Ontario, y compris sur les réseaux de NOVA, de TransGas et de TransCanada, était devenue presque entièrement utilisée, ce qui réduisait les possibilités de vente directe;
- WGML était, à toutes fins pratiques, la seule source d'approvisionnement possible, car
  - les modalités de prix des contrats en vigueur devaient venir à échéance le 31 octobre 1988 et les SDL avaient de bonnes raisons de vouloir maintenir leurs approvisionnements en gaz,
  - les volumes négociés étaient importants,
  - tous les gros producteurs avaient signé des contrats avec WGML et n'étaient pas disposés à vendre du gaz directement aux distributeurs de l'Ontario,
  - les volumes que les distributeurs ontariens pouvaient se procurer en Saskatchewan ou auprès de producteurs indépendants de l'Alberta ne suffisaient pas à leurs besoins.

La CEO a donc conclu qu'elle ne pouvait établir un prix compétitif et a décidé de baser sa décision sur une évaluation des conditions qui prévalaient alors, sur le processus de négociation et sur les résultats atteints. Pour arriver à sa décision, la CEO a accordé une importance particulière aux faits suivants:

- WGML était le seul fournisseur capable de satisfaire les besoins des distributeurs;
- les coûts du gaz semblaient avoir été négociés vigoureusement par les intéressés;
- les ententes de 1988 comportaient des changements importants qui reflétaient les intérêts commerciaux de WGML et des distributeurs, ce qui semblait indiquer que le processus de négociation avait été efficace;
- les ententes de 1988 comportaient plusieurs éléments, comme les contrats de transport séparés, qui tendront à stimuler la concurrence sur les marchés de l'Ontario;
- les clauses d'annulation partielle des ententes de 1988 indiquaient, chez les

distributeurs, une orientation vers une plus grande diversification des sources d'approvisionnement de gaz;

- les clients qui achetaient du gaz aux distributeurs ("clients des ventes") pouvaient passer à un régime d'achats directs sans que cela provoque une hausse des coûts payés par les autres clients des ventes;

- les ententes de 1988 offraient le potentiel d'une sécurité d'approvisionnement à long terme pour ces autres clients des ventes.

La CEO a également constaté l'évolution du rôle des distributeurs ontariens: ce qu'elle appelait la "facilitation" a remplacé la vente, et la "fourniture de dernier recours" s'est substituée à la fourniture exclusive. Elle estima convenable que, dans leur nouveau rôle, les distributeurs offrent le meilleur service possible, et que ce service, appuyé par une sécurité d'approvisionnement maximale, soit normalement assuré au prix le plus élevé.

La CEO s'est réjouie de voir que plusieurs des obstacles qui restreignaient le marché avaient été éliminés ou étaient sur le point de l'être. À son avis, les ententes de 1988 étaient une autre étape dans la transition à un régime de pleine concurrence sur le marché du gaz naturel au Canada. Elle a toutefois fait valoir que les politiques pratiquées par l'Alberta à l'égard des permis d'acheminement continueraient d'aller à l'encontre de ce mouvement, empêcheraient les clients qui pourraient le désirer de conclure des contrats d'approvisionnement indépendants, et risquent également d'empêcher les distributeurs de diversifier leurs sources d'approvisionnement à long, moyen et court termes. La CEO a indiqué espérer que les motifs exposés dans sa décision inciteraient le gouvernement de l'Alberta à reconsidérer ses politiques et, dans l'esprit de l'entente d'octobre 1985, à libéraliser ou éliminer les restrictions qu'elle impose à l'acheminement du gaz hors de la province.

En ce qui concerne les reventes du gaz du réseau, la CEO a indiqué craindre que les contrats RGR n'entraînent les autres utilisateurs à subventionner[1] les utilisateurs signataires de tels contrats.

La CEO a également réexaminé la question du prix auquel les distributeurs achètent du gaz en vertu d'accords d'achat-vente, et a demandé aux distributeurs d'utiliser un coût moyen pondéré du gaz de tous les achats de gaz garantis pour établir le coût du gaz visé par les accords d'achat-vente, au lieu du prix plus élevé qui aurait découlé de l'ancienne méthode d'établissement de ce prix.

Gazoducs de dérivation

En décembre 1986, l'Office a établi que la construction d'un petit gazoduc devant aller de l'usine de Cyanamid Canada Inc. à Welland (Ontario) jusqu'au gazoduc de TransCanada, et éviter ainsi les installations de Consumers Gas[2], était de son ressort, et l'a approuvée. Le gazoduc devait être construit par Cyanamid Canada Pipeline Inc. ("Cyanamid").

Compte tenu du jugement rendu en mars 1987 par la Cour divisionnaire de la Cour suprême de l'Ontario, dans lequel était confirmée la compétence de l'Ontario quant aux pipelines de dérivation en Ontario comme les installations proposées de Cyanamid, en avril 1987, Cyanamid a demandé à l'Office que la question de la compétence de l'Office soit portée devant la Cour d'appel fédérale afin de confirmer que ses installations proposées relevaient bien de la compétence du gouvernement fédéral.

Le même mois, le lieutenant-gouverneur de l'Ontario a demandé à la Cour d'appel de

1. C'est ce qui se passerait si le prix réduit payé par les utilisateurs industriels amenait le prix payé par les autres utilisateurs à être plus élevé qu'il ne le serait normalement.
2. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Relative à une demande présentée conformément à l'article 49 et au paragraphe 59(3) de la Loi sur l'Office national de l'énergie par Cyanamid Canada Pipeline Inc. GH-3-86*, décembre 1986.

l'Ontario de décider si les installations de dérivation relevaient de la compétence provinciale.

En mai 1987, l'Office a déféré la question de la compétence à la Cour d'appel fédérale.

En novembre 1987, la Cour d'appel fédérale a décidé que le gazoduc de Cyanamid n'était pas du ressort de l'Office. Cyanamid a alors demandé à la Cour suprême l'autorisation d'interjeter appel de la décision de la Cour d'appel fédérale.

En février 1988, la Cour d'appel de l'Ontario a décidé que des gazoducs de dérivation semblables à ceux que proposait de construire Cyanamid relevaient de la compétence de la province.

En avril 1988, la Cour suprême du Canada a accordé à Cyanamid le droit de porter en appel la décision de la Cour d'appel fédérale. Cyanamid a également décidé, comme elle en avait le droit, d'en appeler à la Cour suprême du Canada de la décision de la Cour d'appel de l'Ontario.

En septembre 1989, Cyanamid a retiré les appels à la Cour suprême du Canada des décisions de la Cour d'appel fédérale et de la Cour d'appel de l'Ontario.

Ces appels ayant été retirés, la décision qui prévalait était celle des deux cours d'appel, qui faisait ressortir à la compétence provinciale ces gazoducs de dérivation (voir ci-dessous, Manitoba, Gazoduc de dérivation).

Manitoba

Le 19 avril 1989, la Régie des services publics du Manitoba (la "RSP du Manitoba") a rendu sa décision[1] à propos d'une requête dans laquelle GWG et ICG (MAN) demandaient l'approbation de taux découlant des nouveaux contrats d'approvisionnement de gaz[2], pour la vente du gaz naturel jusqu'au 31 octobre 1990.

La décision rendue par la RSP du Manitoba était semblable à la décision susmentionnée de la CEO: la Régie a décidé qu'elle n'avait aucune obligation statutaire de juger de la prudence des contrats et n'a donc porté aucun jugement à son égard. Elle a approuvé les taux découlant de l'entente, mais uniquement jusqu'au 31 octobre 1990.

Dans sa décision, la RSP du Manitoba a accordé une "grande importance" au lien entre le prix du gaz au Manitoba et le prix du gaz en Ontario.

La RSP du Manitoba a indiqué qu'à son avis diverses contraintes empêchaient le marché d'être vraiment concurrentiel pour les utilisateurs "captifs".

La RSP du Manitoba a également annoncé qu'elle continuerait de suivre l'évolution de la situation engendrée par les RGR, conformément à une ordonnance antérieure[3] dans laquelle elle exigeait que toutes les personnes vendant, livrant, achetant directement, distribuant, stockant ou transportant du gaz au Manitoba, y compris TransCanada/WGML dans le cas des RGR, obtiennent une ordonnance de la RSP du Manitoba pour tout contrat qu'elles signent, et qu'elle rendrait une décision ultérieure à propos des RGR.

Gazoduc de dérivation

En août 1989, la RSP de la Manitoba a rejeté une requête dans laquelle Simplot Canada Limited ("SIMPLOT") lui demandait d'ordonner à ICG (MAN) de lui imposer des taux basés sur le coût d'un gazoduc de dérivation.[4] Dans sa requête, SIMPLOT avait indiqué son intention, si elle n'obtenait pas gain de cause, de demander l'approbation de la construction d'un gazoduc de dérivation reliant ses installations au gazoduc de TransCanada et évitant les installations d'ICG (MAN), une fois que la question de compétence dont avait été saisie la Cour suprême du Canada aurait été décidée (voir

1. Ordonnance n° 73/89
2. Les clauses de ces contrats sont décrites aux sections 2.3 et 2.5, ainsi qu'à l'annexe 4.
3. Ordonnance n° 113/88
4. *La Régie des services publics du Manitoba, Ordonnance n° 143/89, Simplot Canada Limited Application for an Order or Orders Approving Cost Based Rates*, 8 août 1989.

ci-dessus, Ontario, Gazoducs de dérivation). Au moment de la rédaction du présent rapport, aucune demande de ce genre n'avait été déposée.

2.4 Transport sur les gazoducs interprovinciaux et internationaux

L'accès aux gazoducs interprovinciaux et internationaux et les modalités de transport sur ces gazoducs exercent une influence décisive sur la compétitivité des ventes de gaz. Ces gazoducs sont réglementés par l'Office national de l'énergie, qui, depuis octobre 1988, a rendu un certain nombre de décisions visant à garantir que l'accès aux services de transport, en plus d'être non discriminatoire, est offert à des tarifs justes et raisonnables. La section ci-après examine les décisions rendues par l'Office dans les cas suivants:

- Alberta Natural Gas Company Ltd. ("ANG")
- Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ("Foothills")
- TransCanada PipeLines Limited ("TransCanada")
- Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. ("TQM")
- Westcoast Energy Inc. ("Westcoast")

et des questions d'actualité comme les renseignements sur l'offre pertinents aux demandes de services de transport pipelinier faites par des expéditeurs individuels, et les renseignements sur l'offre globale pertinents à la construction des installations de TransCanada.

ANG

En août 1989, l'Office a ordonné à Alberta Natural Gas Company Ltd. ("ANG") de modifier ses contrats de transport du gaz avec ses expéditeurs pour résoudre certains problèmes, en éliminant notamment les dispositions discriminatoires et en publiant dans un tarif uniforme des modalités d'accès bien claires.[1] L'Office a également demandé à ANG de présenter à son approbation, d'ici au 1er novembre 1989, un tarif uniforme reflétant tous les services de transport offerts par ANG.

L'Office a indiqué qu'il fallait assurer le libre accès et offrir des services de transport non discriminatoires en conformité des principes qu'il avait adoptés dans ses décisions concernant les taux et tarifs d'autres sociétés pipelinières de gaz naturel. Il a fait valoir qu'ANG devrait, après avoir fait approuver un tarif de transport uniforme par l'Office, faire état de tout écart entre ce tarif et les modalités des contrats de transport qu'elle conclura.

Le 31 août 1989, ANG demandait à l'Office de reconsidérer et de retirer ses directives. Le 10 octobre 1989, l'Office a accepté de revoir ses directives et il a sollicité les commentaires de l'industrie quant à leurs mérites. Au moment de la rédaction du présent rapport, l'Office attendait ces commentaires.

Foothills

En 1988, North Canadian Oils Limited ("NCO") a demandé à l'Office de délivrer une ordonnance, conformément à l'article 71[2] de la Loi sur l'Office national de l'énergie, obli-

1. Voir la lettre du 3 août 1989 à ANG. ANG n'utilisait pas de tarif uniforme pour ses services de transport. Au lieu de tarifs, ANG déposait auprès de l'Office les contrats de transport négociés avec les expéditeurs existants ou potentiels.
2. Les paragraphes 71(2) et 71(3) de la Loi sur l'Office national de l'énergie stipulent:
   71(2) "L'Office peut, par ordonnance et selon les conditions qui y sont énoncées, obliger une compagnie qui exploite un pipeline destiné au transport du gaz à recevoir, transporter et livrer le gaz qu'une personne lui offre pour transport par pipeline."
   71(3) "L'Office peut, s'il l'estime utile dans l'intérêt public, et s'il juge qu'il n'en résultera pas un fardeau injustifié pour celle-ci, obliger une compagnie exploitant un pipeline destiné au transport du pétrole ou du gaz à fournir les installations suffisantes et appropriées pour la réception, le transport et la livraison du pétrole ou du gaz, selon le cas, à transporter par son pipeline, pour le stockage du pétrole ou du gaz ainsi que pour le raccordement de sa canalisation à d'autres installations destinées au transport du pétrole ou du gaz."

geant Foothills à transporter le gaz de NCO jusqu'aux marchés d'exportation par son réseau pipelinier en Saskatchewan à partir du 1er novembre 1989. Dans sa demande, NCO indiquait que Foothills avait refusé de lui offrir un service garanti, en faisant valoir que TransCanada avait déjà signé des contrats pour toute la capacité de ce réseau disponible au service garanti.

Dans son ordonnance d'audience pour l'examen de la demande, l'Office a élargi la portée de l'audience pour y inclure les questions relatives aux critères d'accès et aux procédures de mise en file d'attente pour le transport sur le réseau de Foothills.

L'Office a indiqué que Foothills n'avait pas inclus dans son tarif ses procédures de mise en file d'attente, ni ses critères d'acceptation des expéditeurs du service garanti. Foothills a fait valoir qu'il s'agissait là de questions de politique interne. Toutefois, l'Office a estimé qu'il s'agissait de questions qui influençaient la priorité et les modalités d'accès aux services de transport et que c'étaient donc des questions liées au tarif et au transport qui relèvent de la compétence de l'Office en vertu de la Partie IV de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Dans sa décision de mai 1989[1], l'Office a énoncé les principes et modalités se rapportant à l'accès aux services de transport sur le gazoduc de Foothills, y compris:

- la mise en file d'attente pour un service garanti,
- les critères d'acceptation d'expéditeurs éventuels pour leur inscription sur la liste d'attente, y compris les renseignements complémentaires qui peuvent être exigés, par exemple les renseignements se rapportant aux marchés et aux approvisionnements à long terme, quand de nouvelles installations sont requises,
- les droits et obligations des expéditeurs éventuels inscrits sur la liste d'attente, y compris la fourniture, sur demande, d'une lettre de crédit de 70 jours par les expéditeurs,
- le droit qu'ont les expéditeurs existants de renouveler leurs contrats de transport.

L'Office a ordonné à Foothills de lui présenter, d'ici au 31 août 1988, aux fins d'examen, un tarif modifié incorporant ces principes et procédures.

Ce tarif devait comprendre les dispositions proposées par Foothills:

(i) en ce qui concerne la durée initiale requise pour obtenir des droits de renouvellement et le délai de préavis dont disposera l'expéditeur pour exercer ces droits,

(ii) en ce qui concerne la durée minimale de service garanti pour assurer le financement et protéger l'intégrité financière du réseau pipelinier lorsque l'expansion du réseau pipelinier s'impose.

Au moment de la rédaction du présent rapport, les propositions de Foothills avaient été approuvées provisoirement, en attendant qu'une décision finale soit rendue. En conséquence, tous les expéditeurs ont maintenant accès au réseau de Foothills dans des conditions équitables et connues de tous.

TransCanada

Comme l'expliquait le rapport d'octobre 1988[2], les audiences de l'Office relatives aux droits de TransCanada depuis l'introduction des ventes directes sur le marché interprovincial, le 1er novembre 1986, se sont concentrées sur les conditions de l'accès au réseau de TransCanada. Pour que les ventes

1. *Office national de l'énergie - Motifs de décision relative à North Canadian Oils Limited - Demandes visant des ordonnances obligeant Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. à transporter du gaz et à fournir des installations pour le transport du gaz pour North Canadian Oils Limited, MH-2-88*, mai 1989. La décision de l'Office à propos de la demande de NCO, ordonnant à Foothills de transporter le gaz de NCO, avait été rendue auparavant, le 10 avril 1989.
2. Pages 24 à 27.

directes de gaz hors-réseau puissent concurrencer les ventes de gaz du réseau dans le centre et l'Est du Canada, les modalités d'accès au réseau de TransCanada doivent être semblables pour tous les expéditeurs.

D'autres progrès ont été réalisés à cet égard au cours de l'année. En 1988 et 1989, l'Office a tenu une audience en deux étapes sur les droits de TransCanada.

La première étape a porté sur la conception des droits et sur les questions tarifaires, y compris:

- l'autosubstitution par les distributeurs,
- la méthode de l'Office fondée sur la demande opérationnelle,
- la disponibilité des services et les questions tarifaires connexes.

La décision de l'Office sur les questions examinées à la première étape, rendue en novembre 1988, a été publiée en janvier 1989. [1]

En ce qui concerne l'*autosubstitution par les distributeurs*, l'Office avait, dans une décision de mai 1986[2], refusé d'autoriser les distributeurs à substituer d'autres volumes de gaz à ceux déjà assujettis à un contrat avec TransCanada. L'Office avait confirmé son interdiction de l'autosubstitution dans une décision de mai 1987 relative aux droits de TransCanada[3], dans une décision de septembre 1987 relative à une demande de la Société manitobaine du pétrole et du gaz[4] et dans une décision de novembre 1987 relative aux droits exigibles par Westcoast[5].

Dans sa décision de novembre 1988, l'Office a indiqué que, vu les progrès réalisés vers la réalisation d'un régime de tarification axé sur les conditions du marché, il n'était plus désirable de continuer à interdire l'autosubstitution. Pour garantir une transition équitable et ordonnée en donnant un préavis suffisant à tous les intéressés, l'Office a annoncé que sa politique interdisant l'autosubstitution serait révoquée à partir du 1er novembre 1989.

Dans ses décisions de mai 1986 et de mai 1987 relatives à TransCanada, l'Office avait introduit sa *méthode fondée sur la demande opérationnelle*. En vertu de cette méthode, les frais de TransCanada liés à la demande que doivent payer les distributeurs conformément au barème de droits du service DC[6] seraient réduits d'un montant correspondant aux achats directs substitués aux ventes en question. Cela permet d'avoir de nouveaux achats directs sans que le distributeur ou l'utilisateur ultime ait à payer deux fois les frais liés à la demande, pour du gaz dont il n'a plus besoin à la suite d'achats directs. Dans sa décision de novembre 1988, l'Office a étendu la méthode fondée sur la demande opérationnelle au service lié à la quantité contractuelle annuelle ("QCA")[7] en permettant la substitution d'un service de transport

---

1. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - TransCanada PipeLines Limited - Demande datée du 5 février 1988 concernant les droits, RH-1-88, Première étape*, novembre 1988.
2. *Office national de l'énergie - Motifs de décision relative à l'accès aux services de la TransCanada PipeLines Limited*, mai 1986.
3. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - TransCanada PipeLines Limited - Demande en date du 14 juillet 1986 relative à de nouveaux droits à compter du 1er janvier 1987*, RH-3-86, mai 1987.
4. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Société manitobaine du pétrole et du gaz - Demande du 25 mai 1987, tel que modifiée, en vue d'obtenir des ordonnances obligeant TransCanada PipeLines Limited à recevoir, à transporter et à délivrer du gaz naturel et fixant des droits, MH-1-87*, septembre 1987.
5. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Westcoast Transmission Company Limited - Demande du 19 décembre 1986 relative à de nouveaux droits exigibles à compter du 1er janvier 1987 et 1er janvier 1988, RH-2-87*, novembre 1987.
6. Le barème de droits du service DC se rapporte au service de demande contractuelle, c'est-à-dire un service garanti (non interruptible) qui fournit du gaz jusqu'à concurrence d'une quantité journalière maximale précisée. L'acheteur doit payer les frais mensuels liés à la demande, quels que soient les volumes dont il a effectivement pris livraison, ainsi que des frais liés au produit pour les volumes dont il a pris livraison. Ce service de vente a, depuis, été remplacé par le service de transport garanti.
7. Le service QCA (quantité contractuelle annuelle) est un service de vente qui porte normalement sur un volume annuel de gaz, dont 40 % est livrable en hiver et 60 % en été, sous réserve de certaines restrictions. Cela permet à la société pipelinière d'utiliser ses installations avec plus d'efficacité. Le service QCA est normalement utilisé par les clients qui disposent d'installations de stockage convenables.

identique (par la suite appelé service garanti offert ("SGO")) au service de vente QCA. Cette décision a revêtu une grande importance pour Union, car presque tous ses engagements en vertu du barème de droits du service DC avaient été éliminés par l'application de la méthode fondée sur la demande opérationnelle. Les nouveaux achats directs permettaient à Union de réduire les obligations qu'elle avait en vertu de son service SGO.

L'Office a également mis fin à la pratique qui consistait à répartir proportionnellement entre toutes les ventes à long terme et tous les services de transport à long terme les réductions des achats d'un distributeur causées par la substitution. Le distributeur avait ainsi plus de latitude pour décider de ses achats de gaz.

En novembre 1988, l'Office a rendu d'autres décisions qui ont eu pour effet d'améliorer la *disponibilité des services de transport et l'égalité d'accès à ces services*:

(i) L'Office a ordonné à TransCanada d'éliminer de son tarif la disposition qui obligeait les expéditeurs à obtenir une autorisation d'acheminement provinciale et à avoir des garanties d'approvisionnement en gaz pour le volume intégral et pour la durée totale du service de transport proposé, pour pouvoir être admissibles à recevoir le service. Toutefois, TransCanada doit avoir la certitude qu'une autorisation d'acheminement provinciale existe au moment où commence l'acheminement et doit pouvoir, à intervalles raisonnables après cela, confirmer qu'une telle autorisation existe. (Cela n'a pas changé le fait que l'Office exige la preuve de l'approvisionnement en gaz pour ce qui est des demandes relatives à des installations - voir l'examen de la décision GHW-3-89 ci-dessous.)

(ii) Dans sa décision de mai 1987, l'Office avait accordé aux expéditeurs utilisant un service garanti[1] l'option de fournir leur propre combustible pour le compresseur, et presque tous les expéditeurs avaient choisi ultérieurement de le faire. Dans sa décision de novembre 1988, l'Office a examiné plusieurs perfectionnements proposés concernant la fourniture de combustible par les expéditeurs. La décision de l'Office a eu pour effet de maintenir cette option, de l'étendre à tous les services et, quand l'option est levée, d'exiger des expéditeurs qu'ils fournissent le combustible selon des ratios mensuels reflétant les besoins en combustible du réseau pipelinier. A cet égard, l'Office a approuvé des modalités administratives visant à permettre à TransCanada d'évaluer au mieux de ses possibilités les quantités mensuelles de combustible que devront fournir les expéditeurs.

(iii) L'Office a ordonné à TransCanada d'éliminer de son tarif toutes les questions se rapportant à la vente et à la commercialisation du gaz et de déposer auprès de l'Office, d'ici au 1er novembre 1989, un nouveau tarif (devant être appelé "Tarif de transport de TransCanada PipeLines Limited") regroupant son "barème de droits uniformes" et ses "Modalités générales". L'Office a stipulé en outre qu'aucun contrat ne pouvait apporter au tarif approuvé par l'Office une modification qui aurait pour effet de donner au contrat la priorité sur le tarif, à moins que TransCanada n'ait expressément demandé et reçu l'approbation de cette modification par l'Office. L'Office peut ainsi s'assurer que toutes les parties sont sujettes aux mêmes modalités de service pipelinier, que ces modalités sont clairement énoncées dans un tarif de transport disponible au public et que les contrats négociés entre des parties privées ne peuvent l'emporter sur les dispositions du tarif, car cela pourrait entraîner la prestation d'un service discriminatoire.

(iv) L'Office a ordonné à TransCanada d'éliminer la disposition qui exigeait que les utilisateurs de son service d'hiver temporaire (SHT) aient également signé un

1. Service garanti (SG).

autre contrat de service de transport garanti.[1] Cette décision donne une plus grande latitude aux expéditeurs.

(v) L'Office a approuvé des modifications du tarif qui garantiront que TransCanada livrera la même quantité d'énergie (plutôt que le même volume de gaz) que celle que l'expéditeur lui a donnée à transporter. Cette modification tient compte du fait que différentes sources de gaz peuvent avoir une teneur énergétique différente par unité de volume, et permettra un calcul plus précis des volumes de la demande opérationnelle en fonction de la réduction raisonnable exigée par les distributeurs en ce qui concerne le gaz de substitution.

(vi) L'Office a mis fin à la pratique qui consistait à permettre aux expéditeurs utilisant le service interruptible de payer un service de plus faible priorité si, après avoir demandé un service plus prioritaire, ils constataient qu'ils n'en avaient pas besoin. Ce changement améliore l'égalité de traitement des expéditeurs en exigeant que les services demandés soient fournis et payés. Il évite également la réduction de la contribution des services interruptibles au paiement des frais fixes (qui maintient les autres droits à un niveau moins élevé qu'ils ne le seraient autrement).

(vii) L'Office a mis fin à la pratique qui consistait à accorder au service interruptible intérieur une priorité plus élevée qu'au service interruptible d'exportation, en faisant valoir que, sur un marché déréglementé, la destination du gaz ne saurait justifier la moindre distinction entre les clients du service interruptible.

(viii) En approuvant un barème de droits pour le service de transport et de stockage[2] et en ordonnant à TransCanada de déposer un tarif proposé et une conception des droits pour le service d'été temporaire[3], l'Office a permis aux expéditeurs d'avoir recours à une plus grande gamme de services pour satisfaire leurs besoins.

La deuxième étape portait sur les besoins en recettes et sur les droits pour les années d'essai 1988 et 1989, ainsi que sur plusieurs questions liées à la conception des droits et aux tarifs, comme le courtage de la capacité et la mise en file d'attente. La décision de l'Office relative à la deuxième étape, rendue en juin 1989, a été publiée en août 1989.[4]

En plus des décisions visant le taux de rendement, les frais d'exploitation, les besoins en recettes et les droits de TransCanada, l'Office a rendu un certain nombre de décisions relatives à des questions tarifaires et visant à améliorer l'accès aux services de transport de TransCanada, ainsi qu'à garantir la non-discrimination de cet accès.

Les décisions visant l'accès concernaient:

- les droits de détournement,
- le courtage ou la cession de la capacité contractuelle non utilisée,
- la disponibilité du service garanti par offre à court terme,
- les délais de renouvellement des contrats,
- les procédures de mise en file d'attente.

En ce qui concerne les *droits de détournement* (le droit de détourner le gaz vers d'autres acheteurs quand l'acheteur initial n'en a pas besoin), l'Office a éliminé du tarif les conditions qui:

(i) avaient empêché les expéditeurs acheminant du gaz en vertu de services garantis à long terme de détourner du gaz vers

1. Service garanti (SG), petit service général (PSG) ou quantité contractuelle annuelle (QCA).
2. La conception des droits pour le service de transport et de stockage a été examinée à la deuxième étape de l'audience.
3. L'examen des propositions visant le service d'été temporaire a été reporté à une audience ultérieure.
4. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - TransCanada PipeLines Limited - Demande datée du 5 février 1988 concernant les droits, RH-1-88, Deuxième étape*, juin 1989.

des expéditeurs non affiliés. Cela a éliminé la discrimination injuste qui existait entre les services garantis à long terme et à court terme, étant donné que cette restriction avait déjà été éliminée dans le cas des services à court terme;

(ii) avaient permis à TransCanada de ne pas consentir à un détournement en amont du point de livraison initial entre le 15 décembre et le 15 mars de chaque année;

(iii) avaient laissé à TransCanada le droit exclusif de décider d'accorder ou non un détournement.

L'Office a également décidé que tous les détournements de service garanti jusqu'à un point en amont du point de livraison initial devaient continuer à être considérés un service garanti et avoir la même priorité que le service de transport et de stockage, étant donné qu'un détournement en amont ne pouvait, de nature, être limité quant à la capacité. En outre, les droits liés au produit et le ratio du combustible (servant à calculer le volume de combustible que l'expéditeur doit fournir à TransCanada) pour de tels détournements doivent être ceux qui s'appliquent à la zone de livraison vers laquelle le gas est détourné.

Dans le cas des détournements vers un point en aval du point de livraison initial, la priorité sera équivalente à la priorité accordée au service de transport interruptible[1], plutôt qu'à celle accordée à un service garanti, parce qu'il se peut qu'on ne dispose pas de la capacité nécessaire pour transporter le gaz du point de livraison initial à un point plus en aval.

Par ailleurs, l'Office a décidé que TransCanada devait recevoir le même préavis pour les détournements que pour les demandes de service garanti et a demandé à TransCanada de lui présenter, à la première audience sur les droits tenue après 1989, des faits justifiant tant le niveau des frais administratifs appliqués aux détournements que l'applicabilité de ces frais aux détournements et à la cession de la capacité visée par des contrats.

Somme toute, les décisions de l'Office relatives aux détournements devraient permettre aux clients du service de transport garanti à court terme et à long terme de détourner plus facilement le gaz entre des zones de livraison, ce qui devrait améliorer leur souplesse d'exploitation et leurs facteurs de charge, ainsi que donner lieu à une utilisation plus efficace de toute capacité pipelinière excédentaire. Ces décisions éliminent également certains éléments de discrimination et garantissent l'application de droits équitables aux détournements.

En ce qui concerne *le courtage ou la cession de la capacité visée par des contrats, mais non utilisée*, l'Office a décidé que, sans mettre en oeuvre un plan général de courtage de la capacité pour le moment, il permettrait aux expéditeurs de négocier entre eux la cession à rabais de la capacité visée par des contrats, mais non utilisée. Toutefois, les droits approuvés par l'Office doivent continuer d'être payés à TransCanada. Cette décision vise à encourager l'utilisation maximale de la capacité du réseau et à permettre aux expéditeurs de céder plus facilement la capacité non utilisée, tout en les empêchant de tirer des bénéfices monopolistiques d'un courtage immodéré de la capacité.

Dans un même temps, l'Office a refusé de limiter la durée des cessions[2] ou d'intervenir dans les accords existants de transport entre des SDL et WGML qui prévoient les modalités de cession de toute capacité excédentaire détenue par les SDL (voir l'annexe 4). L'Office a également décidé de ne pas faire de l'utilisation des services visés par les contrats de transport une condition du renouvellement de ces contrats.[3] L'Office a estimé

1. Service de transport interruptible du premier niveau (SI-1).
2. Dans sa décision de mai 1987, l'Office avait ordonné à TransCanada de faire figurer, dans les barèmes de droits des services de transport et de transport à court terme, une clause autorisant la pleine cession de ces services, à condition, entre autres, que tout accord de cession oblige le cessionnaire à payer les droits approuvés par l'Office relativement aux services cédés.
3. C'est ce qu'on appelle parfois le principe de l'extinction des droits par désuétude.

qu'une telle exigence n'était pas nécessaire, vu que les frais liés à la demande incitent les expéditeurs à utiliser ou à céder la capacité contractuelle plutôt qu'à la conserver sans l'utiliser.

L'Office a approuvé une proposition de TransCanada qui prévoyait la prestation d'un service de transport garanti différent en été et en hiver[1] pour toute période d'au moins un an et qui précisait que le droit de choisir, à préavis de 18 mois, une quantité située entre 90 % et 100 % de la quantité contractuelle annuelle ne s'appliquerait pas aux contrats de moins de trois ans. Cela a grandement amélioré la souplesse de ce service qui, jusqu'alors, avait été limité aux contrats à long terme.

L'Office a confirmé la disposition tarifaire existante qui exigeait que les clients du service de transport garanti[2] donnent un *préavis* de six mois *pour le renouvellement de leur contrat*.

L'Office a trouvé que les intervenants avaient raison de s'inquiéter de la latitude que cherchait à avoir TransCanada pour décider qui aurait accès au service de transport, et a donc rejeté les *procédures de mise en file d'attente* proposées par TransCanada en réponse à une décision rendue par l'Office en juillet 1988.[3] Ces procédures portaient sur les modalités d'accès à la liste des personnes attendant que la capacité devienne disponible ou que de nouvelles installations soient construites. L'Office a ordonné à TransCanada de déposer de nouvelles modalités de mise en file d'attente à inclure au tarif. TransCanada devait également déposer les ébauches de procédures et les renseignements complémentaires dont elle aurait besoin pour appuyer une demande visant des installations.

Les procédures de mise en file d'attente envisagée par l'Office comprennent le processus suivant.[4] Les requérants peuvent se faire inscrire sur la liste d'attente de la capacité existante en fournissant à TransCanada certains renseignements de base (nom, adresse, volume requis, points de réception et de livraison, dates du début et de la fin du service) qui (avec la date de réception par TransCanada) seraient publics (à l'exception de l'adresse et des points de réception et de livraison), pour que les requérants sachent que TransCanada les a placés sur la liste d'attente dans l'ordre voulu; ils doivent aussi signaler qu'ils sont disposés à signer un accord préalable[5] dans les 60 jours suivant la réception de cet accord, ou un contrat de service garanti dûment présenté par TransCanada.

Lors que de nouvelles installations sont requises, l'expéditeur éventuel sera tenu de signer un accord préalable et d'en respecter les conditions, ainsi que de fournir à TransCanada des renseignements complémentaires à l'appui de la demande de TransCanada visant des installations.[6] Tous ces renseignements complémentaires seraient publics.

En cas de désaccord, il appartiendrait à TransCanada de s'adresser à l'Office pour faire rayer de la liste d'attente un expéditeur éventuel.

Cette procédure permet aux expéditeurs de se faire inscrire sur la liste d'attente pour les services de transport sur de nouvelles instal-

1. Service garanti offert.
2. Service garanti.
3. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - TransCanada PipeLines Limited, Demandes relatives aux installations et à l'approbation de la méthode de conception des droits et des questions tarifaires connexes, GH-2-87*, juillet 1988.
4. Voir également la lettre de l'ONE à TransCanada, datée du 30 octobre 1989.
5. Il s'agit ici d'un accord signifiant l'intention d'un expéditeur éventuel de conclure un contrat de service de transport garanti et d'accepter les modalités devant être satisfaites au préalable. S'il ne signe pas d'accord préalable dans les 60 jours ou de contrat de service garanti, un expéditeur éventuel aura la droit de prendre la dernière place dans la file d'attente pour la même année ou une année contractuelle subséquente.
6. Si cet accord n'est pas signé ou si les renseignements additionnels ne sont pas fournis, l'expéditeur éventuel aurait le droit de prendre la dernière place dans la file d'attente pour la même année ou une année subséquente.

lations ou les services de transport qui pourraient devenir disponibles sur les installations existantes. Par cette décision, l'Office refusait d'accorder à TransCanada la latitude qu'elle voulait de ne pas inscrire sur la liste d'attente un expéditeur dont elle jugerait le projet insuffisamment avancé. Cette décision a donc facilité l'accès à la file d'attente, en imposant l'inclusion au tarif d'une procédure empêchant toute discrimination entre les expéditeurs.

Pour s'assurer qu'il n'y aurait pas de discrimination, l'Office a rendu d'autres décisions à la deuxième étape. Ces décisions ont porté sur:

- les contrats de transport entre TransCanada et WGML se rapportant au service d'exportation,
- les dépassements non autorisés,
- les reventes du gaz du réseau ,
- le barème de droits pour le service garanti par offre,
- les contrats de transport pro forma.

L'Office a décidé que les *contrats de transport entre TransCanada et WGML se rapportant au service d'exportation* n'offraient à WGML que des avantages également offerts à d'autres expéditeurs. L'Office a toutefois ordonné à TransCanada d'améliorer les méthodes de comptabilité et de règlement qu'elle utilise dans ses transactions avec WGML et de veiller à ce que ces règlements se fassent de la même façon que dans le cas de transactions avec des parties non affiliées.

En vertu des dispositions tarifaires de TransCanada, les *dépassements non autorisés*[1] étaient visés par les droits liés au produit du service de transport garanti, lesquels droits étaient inférieurs à ceux que payaient les expéditeurs qui passaient un contrat de service interruptible et utilisaient ce service. De plus, TransCanada n'imposait aucune amende pour l'expédition de volumes non autorisés, alors qu'elle avait le droit de le faire. Cela a incité certains expéditeurs à dépasser intentionnellement les volumes autorisés, ce qui était injuste envers les autres expéditeurs. L'Office a accepté une solution proposée par TransCanada et qui consistait à imposer à tous les dépassements non autorisés les droits du service interruptible de la plus haute priorité (Service de transport interruptible de niveau 1 (SI-1)) au lieu des droits du service moins prioritaire. Par ailleurs, l'Office a ordonné à TransCanada de déposer, d'ici au 1er octobre 1989, des dispositions tarifaires concernant l'application obligatoire d'une amende en cas de dépassement. Ces décisions élimineront toute discrimination injuste, enlèveront à TransCanada la latitude de décider quand imposer une amende, et inciteront les expéditeurs à ne pas prendre intentionnellement des volumes non autorisés.

L'Office a rejeté l'argument dans lequel les intervenants avançaient que les *reventes du gaz du réseau* offraient, sur le plan du transport, un avantage dont ne bénéficiaient pas les autres expéditeurs. L'Office a estimé que le tarif de TransCanada ne comportait aucune disposition empêchant d'autres courtiers ou vendeurs d'offrir des arrangements comparables.

L'Office a approuvé un *barème de droits pour le service garanti par offre* et a indiqué que les intéressés pourraient dire ce qu'ils pensaient du nouveau barème que, comme elle s'y est engagée lors de l'audience, TransCanada doit déposer auprès de l'Office.

L'Office a ordonné à TransCanada de déposer, d'ici au 1er novembre 1989, des *contrats de transport pro forma* et de déposer, à compter de cette même date, une copie de tous les contrats de transport qu'elle passera, ainsi qu'une explication de tout écart entre le tarif approuvé et ces contrats. Les contrats pro forma indiqueront aux expéditeurs les modalités fondamentales d'un contrat de service de transport, et le dépôt obligatoire des contrats signés sera conforme à la décision de la première étape, dans laquelle l'Office indiquait que TransCanada devait faire approuver par l'Office tout contrat visant à modifier le tarif approuvé par l'Office.

1. Volumes expédiés en plus des volumes visés par les contrats.

Ces décisions de l'Office visaient à garantir que tous les expéditeurs seraient traités sur un pied d'égalité par TransCanada.

Renseignements sur l'approvisionnement en gaz, que TransCanada doit fournir à l'appui de la demande visant les installations de 1991 et 1992 (GHW-3-89)

Dans un jugement relatif à une demande présentée par Union Gas Limited[1], l'Office a décidé, en juillet 1989, de tenir une audience par voie de mémoires[2], pour examiner quels renseignements sur l'approvisionnement en gaz naturel TransCanada doit fournir à l'appui de sa demande de juin 1989 visant les installations de 1991 et 1992.

L'Office s'attendait que la décision qu'il rendrait à cette audience aiderait TransCanada à décider des volumes à prendre en considération dans toute demande révisée visant les installations et guiderait l'Office dans son examen de toute demande déposée en vertu de l'article 71 de la Loi sur l'Office national de l'énergie pour l'obtention d'ordonnances obligeant TransCanada à construire des installations pour tout projet que TransCanada aurait exclu de sa demande visant les installations.

Les deux principales questions abordées ont été les suivantes:

(i) les renseignements sur l'approvisionnement consacré à un projet particulier qui permettront de montrer si un expéditeur qui demande le service pour les années contractuelles 1991-1992 et 1992-1993 a obtenu ou pourra obtenir un approvisionnement suffisant en gaz naturel pour satisfaire à ses obligations;

(ii) les renseignements sur l'approvisionnement global qui permettront de montrer si les approvisionnements en gaz naturel seront suffisants pour garantir la pleine utilisation du gazoduc à long terme, ainsi que la viabilité financière de ce gazoduc.

L'Office a rendu sa décision le 3 novembre 1989; ses Motifs de décision suivront.

L'Office a décidé de laisser une certaine marge de manoeuvre pour ce qui est des renseignements qui doivent être fournis dans les cas où les volumes additionnels inclus dans la demande représentent une croissance normale du marché actuel d'un expéditeur. Dans ces cas, TransCanada doit produire une preuve à l'égard des dispositions prises par l'expéditeur relativement à son approvisionnement actuel en gaz, du processus d'acquisition de l'approvisionnement en gaz de l'expéditeur et de l'état de l'acquisition de l'approvisionnement.

Lorsque les volumes additionnels ne découlent pas d'une croissance normale du marché actuel d'un expéditeur, TransCanada devra continuer de fournir la preuve détaillée prévue à une annexe des *Règles de pratique et de procédure* de l'Office.

TransCanada devra aussi prouver qu'elle s'est assurée de l'existence actuelle ou future d'approvisionnements généraux en gaz naturel suffisants pour garantir l'utilisation efficace à long terme du pipeline.

---

1. Cette demande, datée du 23 juin 1989, invitait l'Office à ordonner à TransCanada de présenter une demande visant des installations destinées à transporter du gaz pour Union. Dans sa demande, TransCanada n'avait pas prévu le transport de certains volumes pour Union, parce que celle-ci n'avait pas arrangé les approvisionnements en question. L'Office a rejeté la demande en faisant valoir que, bien qu'il soit de son ressort d'obliger une société pipelinière à fournir des services de transport et des installations, la décision de présenter une demande visant des installations est une prérogative de la société pipelinière et ne peut faire l'objet d'une ordonnance de l'Office. L'Office a toutefois conclu qu'il semblait exister certains doutes quant aux critères de l'Office concernant les renseignements sur l'approvisionnement en gaz qui doivent être fournis à l'appui des demandes visant des installations (voir la lettre, datée du 8 août 1989, de l'Office à Union Gas Limited).
2. L'ordonnance d'audience, GHW-3-89, est datée du 8 août 1989.

TQM

Le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. ("TQM")[1] s'étend, dans la province du Québec, de Saint-Lazare (à l'extrémité du réseau de TransCanada, près de Montréal) jusqu'à Québec. TQM n'achète et ne vend pas de gaz naturel depuis le 1er novembre 1988. TransCanada doit payer la totalité des besoins en recettes que l'Office estime justes et raisonnables à l'égard des services de transport rendus par TQM. Ces frais sont, avec l'approbation de l'Office, inclus comme élément de "Transport par des tiers" dans le coût du service de TransCanada. Ainsi les besoins en recettes de TQM deviennent partie intégrante des droits payés par les clients de TransCanada. Tous les arrangements concernant le transport sur le réseau de TQM sont donc pris par TransCanada, qui a signé un accord exclusif de service avec TQM.

En décembre 1988, l'Office a rendu une décision à propos des droits de TQM pour 1989 et 1990.[2] Cette décision n'a abordé aucune question tarifaire, sauf pour confirmer l'utilisation de la méthode des droits fixes[3], que l'Office a toujours utilisée pour établir les droits de TQM. L'accès au réseau de TQM n'était pas mis en question, car, comme on l'a expliqué ci-dessus, l'accès est arrangé par TransCanada et les droits visant la zone de l'Est prévoient le transport du gaz jusqu'au marché québécois. À l'heure actuelle, le réseau de TQM est utilisé à moins de la moitié de sa capacité nominale.

Westcoast

En juin et juillet 1989, l'Office a tenu la première étape d'une audience sur les droits et tarifs de Westcoast Energy Inc. ("Westcoast"). Cette première étape a examiné la conception des droits et des questions tarifaires.

Au cours de cette étape, l'Office a annoncé, le 5 juillet, les parties de la décision de la première étape[4] qui portaient sur:

- l'affectation de la capacité qui devient disponible,
- les procédures de mise en file d'attente,
- les droits de renouvellement,
- l'autosubstitution.

Après avoir examiné la question, l'Office a également décidé de modifier l'ordre de priorité proposé par Westcoast pour l'affectation de la capacité qui doit devenir disponible le 1er novembre 1989 parce que Northwest Pipeline Corporation ("Northwest") a répudié un accord de service à la fin de 1988 et que Westcoast a procédé à une affectation provisoire devant arriver à échéance le 31 octobre 1989.

L'Office a approuvé l'établissement d'une "saison ouverte"[5] pour l'affectation de cette capacité. La capacité déjà réservée à des "projets mûrs" (c'est-à-dire des projets ayant à la fois un marché garanti et un approvisionnement garanti) en date du 5 juillet 1989 ne serait pas comptée dans la saison ouverte.

Voici, dans l'ordre descendant, les priorités d'affectation approuvées:

(i) les expéditeurs détenant une partie de la capacité autrefois détenue par Northwest et pouvant prouver qu'ils ont un marché garanti ou un approvisionnement garanti d'ici à la fin de la saison ouverte;

---

1. TQM est la propriété conjointe de TransCanada et de NOVA.
2. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. - Demande datée du 7 juillet 1988, dans sa version modifiée, concernant de nouveaux droits applicables à compter du 1er janvier 1989 et du 1er janvier 1990, RH-2-88*, décembre 1988.
3. La méthode des droits fixes établit des droits qui ne varient pas d'un mois à l'autre en fonction du débit ou des dépenses. Les droits fixes sont basés sur les coûts et les débits prévus pour une année d'essai.
4. *Décision et Motifs de décision - Westcoast Energy Inc. - Répartition de la capacité et autosubstitution - RH-1-89 - Étape 1(A)*, juillet 1989.
5. Période prédéterminée devant commencer au plus tard le 31 juillet 1989 et pendant laquelle seraient reçues les demandes visant la capacité disponible.

(ii) de nouveaux expéditeurs pouvant faire état d'un projet mûr d'ici à la fin de la saison ouverte;
(iii) de nouveaux expéditeurs pouvant faire état d'un approvisionnement garanti ou d'un marché garanti;
(iv) dans la mesure où il reste encore de la capacité, d'autres expéditeurs sans approvisionnement ou marché garanti, qui seraient limités à un contrat d'un an.

Dans chacune de ces catégories, la priorité serait accordée aux expéditeurs qui demandent un service à long terme.

L'Office a également examiné l'affectation de la capacité qui deviendra disponible le 1er novembre 1991, à l'échéance des contrats visant la vente, par Westcoast, du gaz de la British Columbia Petroleum Corporation ("BCPC") à BC Gas Inc. ("BC Gas") et Inland Natural Gas Co. Ltd ("Inland"). L'Office a accepté que la capacité soit réservée jusqu'au 1er mai 1991 aux projets mûrs desservant le marché "captif" de la Colombie-Britannique. Après cette date, la capacité restante serait affectée en priorité à BC Gas et à Inland, jusqu'à concurrence de leurs volumes de demande opérationnelle du moment. Après cela, toute capacité restante serait affectée aux personnes sur la liste d'attente.

Pour garantir un accès juste et équitable à la capacité du réseau, l'Office a légèrement modifié les *modalités de mise en file d'attente*[1] proposées par Westcoast, qui épousent la plupart des principes énoncés par l'Office dans sa décision de mai 1989 relative à la demande de North Canadian Oils concernant Foothills.

L'Office a ordonné à Westcoast d'inclure des *droits de renouvellement* dans son tarif à partir du 1er novembre 1989. Les dispositions en question doivent indiquer que tous les expéditeurs qui utilisent déjà le service garanti ont le droit de renouveler leur contrat à condition de pouvoir montrer qu'ils disposent d'un approvisionnement en gaz garanti ou d'un marché garanti et de donner préavis de leur intention de renouveler le contrat de six mois avant que celui-ci ne vienne à échéance.

En ce qui concerne l'*autosubstitution* sur le réseau de Westcoast, l'Office a décidé de révoquer, à compter du 1er novembre 1991, sa politique interdisant l'autosubstitution. Cela devrait donner aux intéressés le temps de s'adapter au changement et permettre une transition ordonnée à une tarification axée sur les conditions du marché, en conjonction avec l'accès non discriminatoire, compte tenu, notamment, des contrats détenus par BC Gas et Inland, qui viennent à échéance en octobre 1991.

Dans une deuxième décision[2] rendue le 4 août 1989, l'Office a rejeté une proposition de Westcoast visant la prestation d'un service à l'île de Vancouver, à des droits promotionnels inférieurs aux droits payés par d'autres expéditeurs pendant les trois premières années du projet, pour que le marché que doit desservir le gazoduc de l'île de Vancouver soit amené à consommer assez de gaz pour garantir que la charge résultante de transport par le réseau pipelinier rendra le projet économiquement viable. L'Office a décidé que de tels droits promotionnels auraient pour effet d'imposer aux autres expéditeurs utilisant le réseau pipelinier de Westcoast une contribution involontaire au projet de l'île de Vancouver.[3]

1. Ces modalités sont énoncées à l'annexe I de la décision.
2. *Motifs de décision relatifs à la demande de droits promotionnels applicables à la desserte du projet de gazoduc de l'île de Vancouver*, document joint à la lettre du 4 août 1989 envoyée à Westcoast par l'Office.
3. Le projet de gazoduc de l'île de Vancouver vise à relier l'île de Vancouver au réseau pipelinier de Westcoast et, ce faisant, à offrir au marché de l'île l'accès au gaz naturel. Pacific Coast Energy Corporation ("PCEC"), société dans laquelle Westcoast possède une participation de 50 %, construira et exploitera le gazoduc de l'île de Vancouver. Ce projet reçoit, en subventions et en prêts fédéraux et provinciaux, une aide financière de quelque 250 millions de dollars. La contribution des droits promotionnels aurait totalisé quelque 9,6 millions de dollars sur les trois ans du projet. En septembre 1989, le gouvernement de la Colombie-Britannique a délivré à PCEC un certificat de projet énergétique permettant à PCEC d'entreprendre les travaux de construction. La date prévue de mise en service est en 1991.

En septembre 1989, Pacific Coast Energy Corporation et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources de la C.-B. ont chacun demandé à l'Office de reconsidérer sa décision.

Le 3 novembre 1989, l'Office a décidé de rejeter ces demandes.

2.5 Tarification sur les marchés intérieur et étranger

La comparaison des prix offre un moyen d'évaluer le fonctionnement des marchés. La section ci-après décrit les clauses de tarification prévues dans les accords entre WGML et les distributeurs de l'Est. Elle compare ensuite les prix à l'exportation aux prix pratiqués sur le marché intérieur. Enfin, elle examine les prix après traitement en Colombie-Britannique et en Alberta pour une moyenne de toutes les ventes: intraprovinciales, interprovinciales et à l'exportation.

Accords entre WGML et les distributeurs

Dans les accords entre WGML et les distributeurs de l'Est (décrits à la section 2.2), le prix du gaz que doivent payer Consumers Gas et ICG (ONT) est fixé à 2,20 $ le gigajoule pour le gaz du bloc A (marché "captif") et du bloc B[1] (pour les RGR) pendant les deux premières années de ces contrats, c'est-à-dire jusqu'au 31 octobre 1990. Ce prix comprend toutefois une composante-demande (qui doit être payée, quelle que soit la quantité de gaz prise)[2] de 60 cents le gigajoule pour le gaz du bloc A (le restant, 1,60 $ le gigajoule, étant la composante-produit, c'est-à-dire le prix unitaire de la quantité prise). Il n'y a pas de composante-demande dans le cas du gaz du bloc B. La présence d'une composante-demande dans le prix du gaz du bloc A incite à augmenter le facteur de charge.

L'accord de Union prévoit que le prix sera de 1,45 $ le gigajoule pour 11 pétajoules des volumes du bloc A et que les prix du gaz resteront en vigueur pendant 19 mois, c'est-à-dire jusqu'au 31 octobre 1990. Il prévoit également le paiement à WGML de frais supplémentaires liés au produit, correspondant à l'écart unitaire en amont, pour tout volume du bloc A ou B expédié par service de transport garanti, si l'Office a approuvé un tel écart, pour compenser les distributeurs des modes de livraison relativement moins intéressants du service de transport garanti.

Les accords de GWG et ICG (MAN) prévoient des frais de 2,20 $ le gigajoule pour les deux premières années de la période du service regroupé et, pour le reste de cette période, un prix égal au prix moyen pondéré correspondant à un facteur de charge de 100 %, que paient les distributeurs de l'Ontario à WGML en vertu de contrats de service garanti à long terme. Pour la période du service séparé, les modalités de tarification sont semblables à celles qui visent Consumers Gas.

Les accords de GMi prévoient un prix lié au produit de 2,20 $ le gigajoule pendant les deux premières années et un fonds de commercialisation confidentiel visant essentiellement à offrir des rabais au marché industriel. Les accords prévoient la négociation annuelle des prix à partir de la troisième année. Les contrats contiennent en outre une forme quelconque de clause de prise obligatoire:

(i) Le contrat avec SOQUIP prévoit que GMi doit acheter à SOQUIP sa part proportionnelle des volumes.
(ii) Le contrat avec Pan-Alberta exige que GMi prenne ou paie 90 % des volumes qu'elle s'est assurés à contrat pour le marché "captif", mais il n'y a pas de clause de prise obligatoire pour ce qui est des volumes destinés au marché industriel.
(iii) Le contrat avec WGML prévoit le paiement d'un forfait annuel pour les volumes destinés au marché "captif", mais aucune clause de ce genre ne vise les volumes destinés au marché industriel.

1. Le prix de 2,20 $ le gigajoule n'est pas le prix effectivement exigé du client industriel qui achète en vertu d'une RGR, parce que la RGR fournit au client industriel un rabais (voir l'annexe 3).
2. Il s'agit de frais de réservation pour le gaz, distincts de toute composante-demande des droits de transport.

Le prix du combustible est de 1,90 $ le gigajoule pour les deux premières années du contrat. Les années suivantes, le prix du combustible sera égal au prix du gaz du bloc A pour le combustible du bloc A et au prix du gaz du bloc B pour le combustible du bloc B pour Consumers Gas, ainsi que pour Union si cette dernière le désire. Dans le cas d'ICG (ONT), toutefois, le prix du combustible sera égal au prix du gaz du bloc B pour tout le combustible. Pour ce qui est de GWG/ICG (MAN), le prix du combustible est égal au prix du gaz lié au produit (pendant la période du service regroupé) ou au prix correspondant à un facteur de charge de 100 % (pendant la période du service séparé).

Pour la troisième année contractuelle et les années subséquentes, la composante-demande restera de 60 cents le gigajoule pour le gaz du bloc A, mais il n'y aura toujours pas de composante-demande pour le gaz du bloc B. Les composantes-produit seront renégociées et, si les négociations n'aboutissent pas ou si les producteurs ou les organismes de réglementation n'approuvent pas les nouveaux prix, seront établies par arbitrage exécutoire.

Si, en se prévalant de son droit de réduire d'un maximum de 25 % par an ses volumes du bloc B après la deuxième année contractuelle, Consumers Gas ramène le volume du bloc B à un niveau inférieur à celui des RGR alors en vigueur, WGML peut fixer le prix du gaz du bloc B pour l'aligner sur le prix d'achat approuvé par la CEO pour les accords d'achat-vente de Consumers Gas.

En ce qui concerne ICG (ONT) et Union Gas, le prix du gaz du bloc B pour la troisième année contractuelle et les années subséquentes sera égal au prix du gaz du bloc A à un facteur de charge de 100 %.

En fait, pendant les deux premières années contractuelles, les prix demandés aux clients résidentiels et commerciaux du marché "captif" seront inférieurs à ce qu'ils étaient auparavant. Le contrat précédent avec les distributeurs de l'Ontario fixait le prix du gaz à 2,48 $ le gigajoule pendant les cinq mois de pointe et à 2,18 $ le gigajoule pendant les sept mois de la période creuse. Dans le cas des distributeurs du Manitoba, le prix était de 2,21 $ le gigajoule. Cependant, les clients du marché "captifs" continueront de payer bien plus que les clients industriels qui peuvent avoir recours aux RGR ou à des accords d'achat-vente[1] qui fournissent aux clients industriels un rabais (voir l'annexe 3). Les faits présentés à la CEO semblent indiquer que le prix de 2,20 $ le gigajoule négocié pour le marché "captif" a été influencé dans une grande mesure par le prix moyen minimal à la frontière de l'Alberta, calculé en fonction des rentrées nettes, que pouvaient accepter les producteurs, c'est-à-dire 1,85 $ le gigajoule. Cela indique qu'il continue d'y avoir une différence de prix entre le marché "captif" (qui paie 2,20 $ le gigajoule) et le marché industriel, qui, en moyenne, doit payer bien au-dessous de 1,85 $ le gigajoule si la moyenne des rentrées nettes des producteurs à la frontière de l'Alberta est de 1,85 $ le gigajoule.[2]

Il se peut que les prix prévus dans ces accords ne soient pas aussi bas qu'ils l'auraient été dans un marché plus concurrentiel, parce qu'ils ont été négociés pendant la période de transition où l'Office interdisait l'autosubstitution et parce que l'Alberta a pour politique de ne pas délivrer de permis d'acheminement pour le gaz destiné à ce que l'Alberta considère les marchés "captifs" d'autres provinces. Au Québec, les clients industriels qui parviennent à négocier des prix moins élevés avec GMi du fait de l'existence du fonds confidentiel (voir la section 2.3) paieront, eux aussi, un prix lié au produit moins élevé que les clients "captifs".

1. Il s'agit ici du coût du gaz en tant que produit à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan, indépendamment des frais de transport ou de distribution plus élevés que peuvent avoir à payer les clients du marché "captif" en fonction de leur demande de gaz relative et de leurs facteurs de charge annuels.
2. Si 60 % environ des ventes correspondent au marché "captif" et 40 % au marché industriel, il faudrait que le prix payé par les clients industriels soit entre 1,30 $ et 1,35 $ le gigajoule pour que la moyenne des rentrées nettes soit de 1,85 $ le gigajoule.

Comparaison des marchés intérieurs et des marchés d'exportation

Comme le faisait observer le rapport d'octobre 1988, la compétitivité du marché canadien peut être jugée indirectement par la mesure dans laquelle les ventes intérieures et les ventes à l'exportation produisent, à un même point de référence, des rentrées nettes unitaires égales. Le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources publie de telles données tous les six mois, parallèlement à une analyse préparée par un comité composé de représentants du gouvernement fédéral, de la Colombie-Britannique, de l'Alberta et de la Saskatchewan et constitué en conformité de l'Entente du 31 octobre 1985 sur les marchés et les prix du gaz naturel. Le plus récent de ces rapports (intitulé *Rapport de surveillance des prix du gaz naturel*) a été publié en septembre 1989 pour la période allant de novembre 1988 à avril 1989.

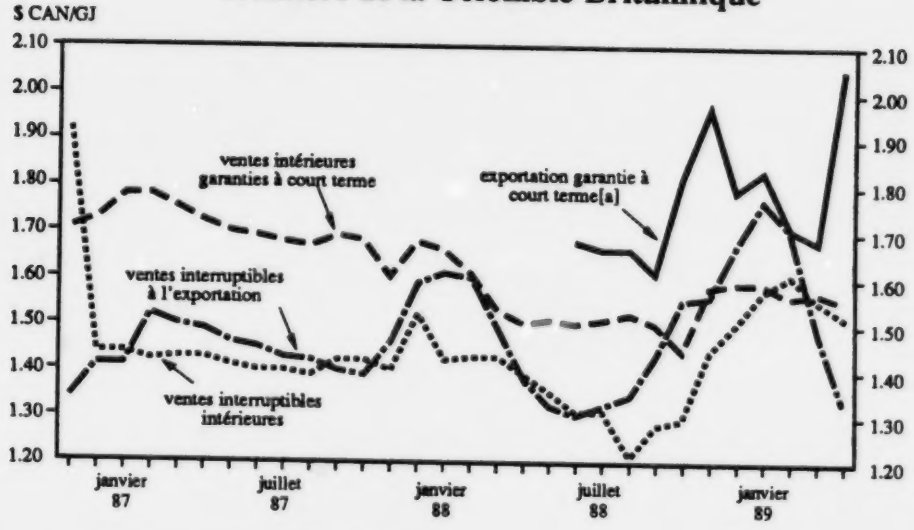
Ce rapport a indiqué qu'il était, d'un point de vue statistique, difficile d'obtenir et de comparer de telles données dans un marché concurrentiel caractérisé par un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs et par une vaste gamme de modalités contractuelles et tarifaires. Le rapport compare la moyenne pondérée des prix intérieurs et des prix à l'exportation de la Colombie-Britannique et de l'Alberta pour les ventes garanties à long terme, les ventes garanties à court terme (moins de deux ans) et les ventes interruptibles.[1] L'évolution des prix à l'exportation, exprimés ci-dessous en dollars canadiens, reflète à la fois l'évolution des prix en dollars américains et l'évolution du dollar canadien. En moyenne, le prix du dollar canadien en termes de dollar américain a été, entre novembre 1988 et avril 1989, de quelque 6 % supérieur à ce qu'il était pendant la même période de l'année précédente. Si les prix en dollars américains n'avaient pas changé, ce renchérissement du dollar canadien aurait amené les prix à l'exportation exprimés en dollars canadiens à baisser de quelque 6 %.

Dans le cas du gaz de la Colombie-Britannique (figure 2-1), les prix du gaz vendu au Canada en vertu de contrats de service interruptible se sont quelque peu raffermis pendant la période de six mois, pour atteindre environ 1,55 $ le gigajoule (alors qu'ils étaient de 1,43 $ le gigajoule pendant la même période de l'année précédente). Par contre, peu de changements ont été enregistrés dans les prix du gaz du service garanti: 2,05 $ environ le gigajoule pour les ventes garanties à long terme et 1,58 $ le gigajoule pour les ventes garanties à court terme. La répartition du total des ventes intérieures entre les différentes catégories de ventes est restée stable, quelque 70 % du total étant représenté par les ventes à long terme. Les prix à l'exportation du gaz vendu aux termes de contrats de service interruptible sont passés à 1,59 $ le gigajoule (ils étaient de 1,52 $ le gigajoule un an plus tôt), et les ventes interruptibles ont augmenté en raison des problèmes contractuels entre Westcoast et la pipelinière importatrice, Northwest Pipeline. Les ventes interruptibles ont représenté 75 % des exportations de la Colombie-Britannique. Les exportations de gaz en vertu de contrats de service garanti (tant à court terme qu'à long terme) ont baissé, mais leurs prix ont augmenté pour atteindre une moyenne de 1,84 $ le gigajoule. Ainsi donc, dans chaque catégorie, les prix intérieurs ont été en moyenne inférieurs aux prix à l'exportation pendant la période en question.

1. La Saskatchewan n'a pas été comprise dans la comparaison, parce qu'il y avait trop peu d'exportateurs pour qu'on puisse garder confidentielles les données se rapportant aux exportateurs individuels. Dans le cas de la Colombie-Britannique, comme il y avait trop peu de ventes à l'exportation garanties à long terme pour préserver le caractère confidentiel des données, ces ventes ont été amalgamées aux ventes à l'exportation garanties à court terme. Pour ce qui est de l'Alberta, les données sur les contrats à court terme passés après janvier de chaque année sont comprises dans les données sur les ventes à long terme jusqu'au mois de janvier suivant, ce qui donne lieu à une anomalie statistique en ce sens que le prix moyen des ventes à long terme baisse pendant l'année puis augmente brusquement en janvier.

Figure 2-1

Prix moyens intérieurs et à l'exportation frontière de la Colombie-Britannique



[a] Données antérieures à juin 1988 non disponibles

Source: *Rapport de surveillance des prix du gaz naturel*, septembre 1989

Pour ce qui est du gaz de l'Alberta (figure 2-2), les prix intérieurs du gaz vendu à court terme et à long terme ont continué de se rapprocher. Les contrats renégociés entre WGML et les distributeurs de l'Est, dont on a parlé ci-dessus, comportaient des prix bien moins élevés, et les prix du gaz vendu en Alberta même ont connu une légère baisse. Le prix moyen du gaz vendu en vertu d'un service garanti à long terme a été de 1,82 $ le gigajoule (contre 1,92 $ le gigajoule pendant la même période de l'année précédente), les prix du gaz vendu en vertu du service garanti à court terme sont passés à 1,45 $ le gigajoule environ (contre 1,36 $ le gigajoule un an plus tôt), et les prix du gaz vendu aux termes du service interruptible ont eux aussi augmenté pour atteindre une moyenne de 1,51 $ le gigajoule (contre 1,37 $ le gigajoule l'année précédente). Le rapport a fait ressortir que le rétrécissement de l'écart entre les prix à long terme et à court terme indiquait la présence d'un marché intérieur plus concurrentiel.

Les volumes de gaz albertain vendu au Canada ont augmenté dans les catégories du service garanti, mais les volumes du service interruptible ont baissé en raison du manque d'espace dans le réseau de TransCanada pour les ventes interruptibles.

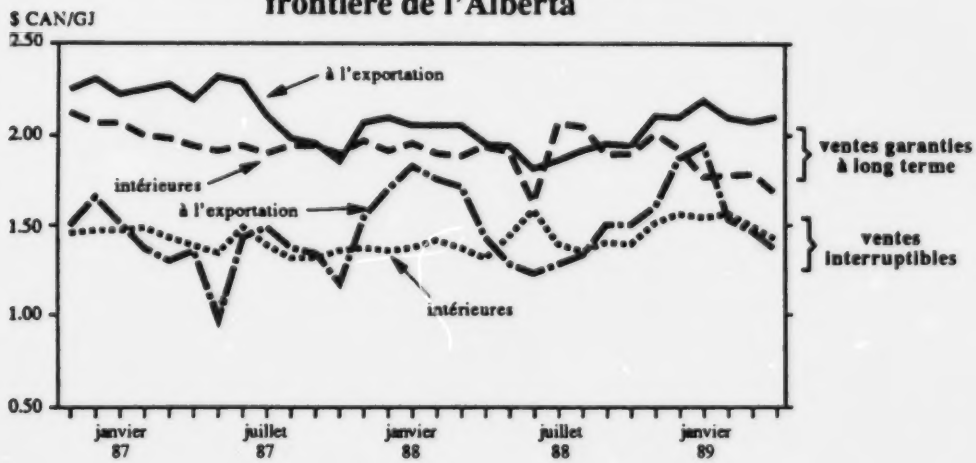
Le prix à l'exportation du gaz de l'Alberta est passé à 2,10 $ le gigajoule (il était de 2,04 $ le gigajoule un an plus tôt) dans le cas des ventes du service garanti à long terme, a atteint une moyenne de 1,84 $ le gigajoule dans le cas des ventes du service garanti à court terme[1] et a légèrement baissé pour atteindre 1,64 $ le gigajoule (il était auparavant de 1,66 $ le gigajoule) dans le cas des exportations du service interruptible.

En moyenne, les prix intérieurs du gaz de l'Alberta sont restés inférieurs aux prix à l'exportation dans les trois catégories de service pendant la période de six mois, sauf en février, mars et avril, où les prix à l'exportation du gaz vendu dans le cadre du service interruptible leur ont été légèrement inférieurs (de 3 à 4 cents le gigajoule).

1. Les données de la même période de l'année précédente sur les prix à l'exportation du gaz visé par le service garanti à court terme sont confidentielles en raison du faible nombre d'exportateurs.

Figure 2-2

Prix moyens intérieurs et à l'exportation frontière de l'Alberta



Source: *Rapport de surveillance des prix du gaz naturel*, septembre 1989

L'évolution des prix pendant cette période de six mois semble indiquer que, dans l'ensemble, les consommateurs canadiens n'ont pas eu de difficultés à se procurer du gaz à des prix comparables à ceux payés par nos clients étrangers.

Prix après traitement

En Alberta, les prix après traitement de tout le gaz vendu (ventes intraprovinciales, interprovinciales et à l'exportation) convergent, ce qui indique que la concurrence s'est avivée (figure 2-3). Les ventes directes sur le marché du disponible, en général des ventes interruptibles en vertu de contrats de 30 jours, connaissent des variations saisonnières: en règle générale, les prix augmentent en hiver et baissent en été. La chute des prix du disponible en février et mars 1989, qui a été plus prononcée que celle des mêmes mois en 1988, est probablement attribuable à la plus forte concurrence que les fournisseurs se sont livrée dans le secteur des ventes interruptibles, vu le manque relatif de capacité pipelinière pour ces ventes.

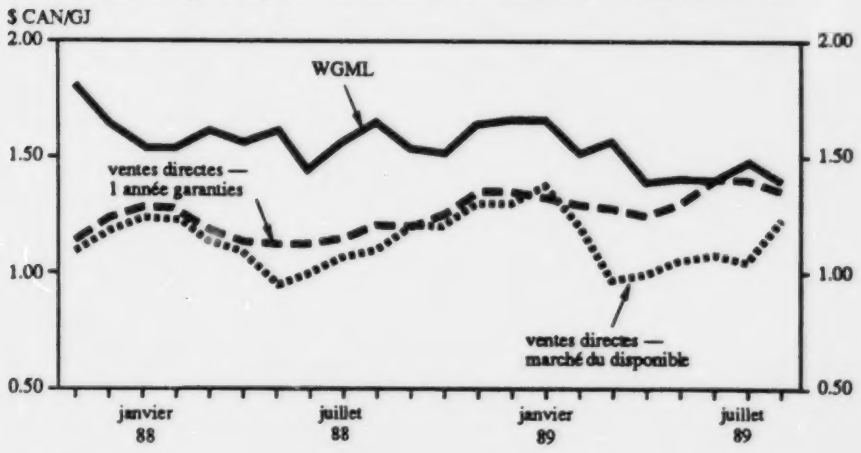
Bien qu'il soit généralement inférieur au prix du gaz vendu directement en vertu de contrats de service garanti d'un an, le prix du gaz vendu sur le marché du disponible s'en est rapproché en automne et en hiver (il y a même eu un mois où il lui a été supérieur).

Le prix du gaz vendu directement en vertu d'un contrat de service garanti d'un an (c'est-à-dire les ventes dont la date de démarrage est fixée, par négociation, au 1er novembre de chaque année) s'est raffermi au printemps et en été; plus on se rapprochait de la date du 1er novembre, plus l'activité commerciale augmentait. Il a connu une variation saisonnière moins forte que les prix du disponible. Depuis novembre 1987, le prix du gaz vendu directement en vertu d'un contrat de service garanti d'un an tend à la hausse.

Par contre, les prix après traitement du gaz de WGML tendent à la baisse depuis la fin de 1987. Aussi, alors qu'en novembre 1987 le prix de WGML était nettement supérieur à celui du gaz vendu directement en vertu

Figure 2-3

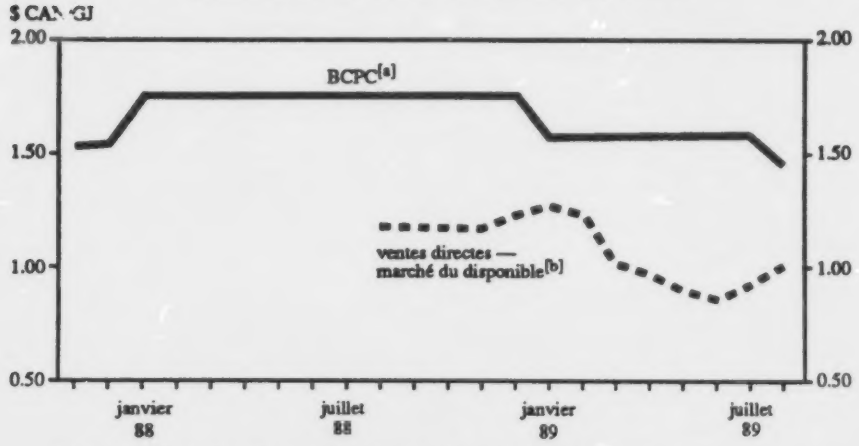
Prix après traitement de l'Alberta[a]
Ventes de gaz appartenant à WGML et ventes directes



[a] Les données incluent les ventes intérieures et les ventes à l'exportation
Source: Adapté de *Canadian Gas Focus*, Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary Alberta

Figure 2-4

Prix après traitement de la Colombie-Britannique
Achats de BCPC et ventes directes



[a] Les données incluent les ventes intérieures et les ventes à l'exportation.
[b] Les données portent sur les ventes à l'exportation, mais on les croit représentative des ventes intérieures.
Les données n'étaient pas disponibles pour la période antérieure à celle indiquée.

Source: Adapté de *Canadian Gas Focus*, Brent Friedenberg Associates Ltd., Calgary Alberta

d'un contrat de service garanti d'un an, les deux prix étaient plus ou moins les mêmes en juin 1989. Cela indique clairement la concurrence qui existe entre le gaz de WGML et le gaz vendu directement.

Les données disponibles sur les prix après traitement en Colombie- Britannique (figure 2-4) indiquent que le prix du gaz vendu directement sur le marché du disponible a chuté pendant la première moitié de 1989 et était bien inférieur au prix du gaz vendu à BCPC.

2.6 Conclusions à propos de la structure et du fonctionnement du marché canadien du gaz

Le marché du gaz naturel est devenu encore plus concurrentiel au cours de l'année passée:

- WGML et les distributeurs de l'Est ont négocié des contrats de vente qui sont entrés en vigueur après l'approbation, par les régies des services publics, des taux qui résulteraient. Dans la plupart des cas, ces contrats séparent les services de vente et de transport que TransCanada regroupait auparavant, et les distributeurs sont devenus des expéditeurs sur le réseau de TransCanada. Les contrats en question prévoient la négociation annuelle des prix à partir de novembre 1990, comprennent des clauses d'arbitrage des prix et prévoient la substitution éventuelle des ventes directes à certains volumes destinés au marché "captif".

- Les producteurs de la Colombie-Britannique comptent sur la nouvelle capacité pipelinière jusqu'à l'Alberta pour vendre davantage de gaz et s'attendent à négocier directement avec les utilisateurs ultimes et les distributeurs de l'île de Vancouver la vente du gaz qu'acheminera un nouveau gazoduc dont la province a approuvé la construction.

- La Saskatchewan a continué d'augmenter ses ventes dans l'Est du Canada et a commencé à vendre sur le marché de l'exportation, livrant ainsi une vive concurrence aux producteurs de l'Alberta, dont les rentrées nettes ont quelque peu baissé.

- L'Office national de l'énergie a beaucoup fait pour s'assurer que les modalités d'accès à la capacité de transport existante et à venir sur tous les gazoducs interprovinciaux et internationaux seront non discriminatoires et connues de tous. L'Office a également décidé de cesser d'interdire l'autosubstitution à partir du 1er novembre 1989 sur le réseau de TransCanada et à partir du 1er novembre 1991 sur celui de Westcoast.

- Les ventes directes (y compris les accords d'achat-vente et les RGR) ont continué d'augmenter, tant en nombre qu'en volume, ce qui indique que l'approvisionnement en gaz fait l'objet d'une vive concurrence.

- En moyenne, les prix intérieurs sont restés inférieurs aux prix à l'exportation pour toutes les catégories du gaz de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, ce qui montre que les Canadiens n'ont généralement aucune difficulté à s'approvisionner en gaz à des conditions au moins aussi avantageuses que celles dont jouissent nos clients à l'exportation.

Les principaux obstacles qui se dressent encore à la pleine concurrence sur le marché semblent être les suivants:

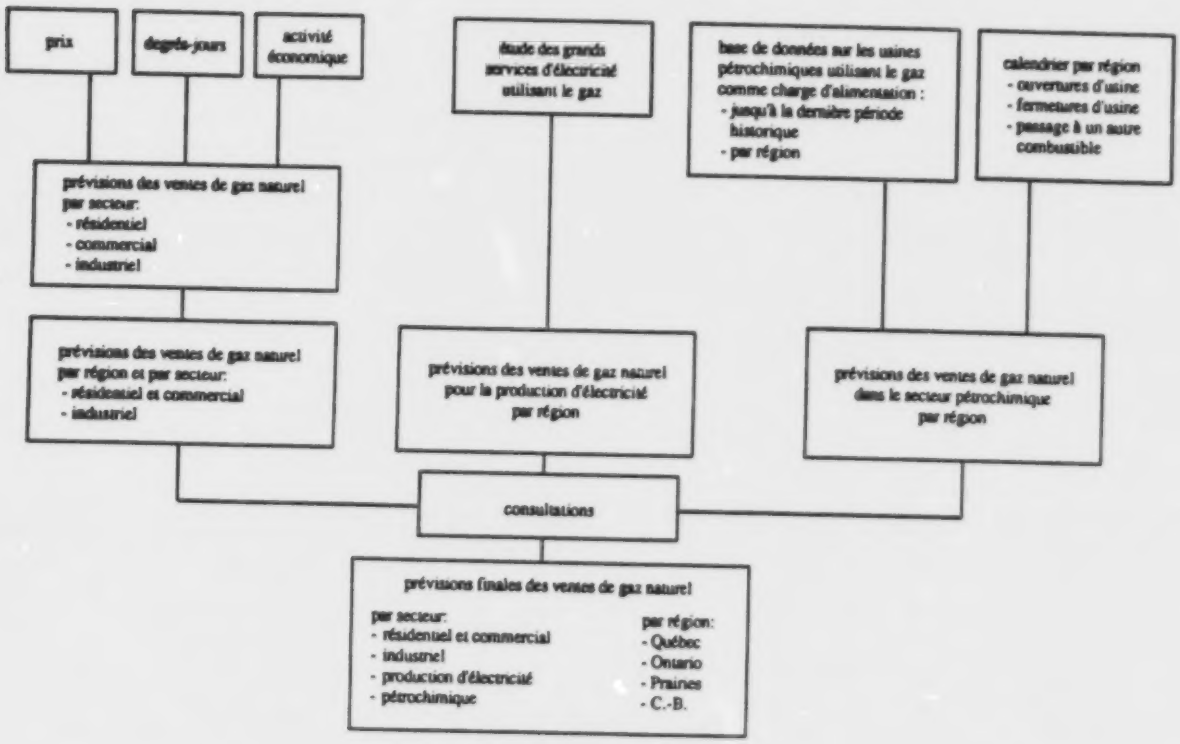
(i) la politique d'acheminement du gouvernement de l'Alberta, qui continue d'empêcher certains utilisateurs ultimes de conclure librement des contrats d'achat direct avec les producteurs de l'Alberta;

(ii) la politique au Québec qui a effectivement limité les ventes directes à des accords d'achat-vente passés avec des distributeurs du Québec, ce qui limite le rôle que peuvent jouer les courtiers et les commercialisateurs du gaz.

Par ailleurs, les tribunaux ayant jugé que les gazoducs de dérivation étaient du ressort des provinces, les régies provinciales des services publics devront décider des critères sur lesquels devra reposer l'autorisation de la construction et de l'exploitation de ces gazoducs.

Malgré les progrès réalisés, il reste encore des consommateurs qui ne peuvent acheter de gaz directement ou qui se voient payer des prix liés au produit plus élevés que ceux payés par d'autres consommateurs, car ces prix, au lieu d'être basés sur des coûts de prestation différents, découlent plutôt la fragmentation continue du marché.

Figure 3-1
Démarche de prévisions à court terme sur les ventes de gaz naturel



Chapitre 3

Perspectives à court terme de l'offre, de la demande et des prix du gaz naturel canadien

Le présent chapitre met à jour les perspectives concernant la demande et l'offre de gaz naturel canadien contenues dans le Rapport d'octobre 1988 et les prolonge jusqu'en 1991.

La section 3-1 expose la démarche que nous avons adoptée dans la préparation de nos prévisions de la demande à court terme et traite des développements récents; nous y présentons nos prévisions de la demande par secteur et par région, accompagnées de nos hypothèses sous-jacentes; ces prévisions sont comparées à celles du rapport antérieur.

La section 3-2 évalue l'évolution de nos ventes et revenus à l'exportation et décrit nos prévisions concernant les exportations par région consommatrice.

La section 3-3 examine les perspectives concernant les importations.

La section 3-4 traite des réserves de gaz canadien par taille de gisement, région, ère géologique et état des contrats. Elle examine ensuite les indicateurs de l'activité récente d'exploration et d'exploitation au Canada, y compris les forages, les études géophysiques et les ventes de terrains. Nos prévisions concernant les réserves et la capacité de production y sont ensuite présentées.

La section 3-5 examine l'équilibre entre la capacité de production et la demande.

La section 3-6 contient les conclusions tirées de notre évaluation des perspectives à court terme.

3.1 Demande intérieure

Depuis la parution du premier rapport portant sur l'*Évaluation du marché du gaz naturel* en octobre 1988, l'Office a mis sur pied une démarche axée spécifiquement sur la prévision à court terme de la demande de gaz naturel.

La formulation d'une prévision à court terme fait l'objet de préoccupations auxquelles on accorde une moins grande importance lors de la préparation d'une prévision à long terme. Parmi ces préoccupations, on reconnaît le besoin:

i) de prévoir les points tournants de façon plus précise;

ii) de porter une attention particulière aux développements prévus dans le court terme, tels que l'ouverture de nouvelles usines et la mise sur pied de nouveaux programmes; et

iii) de refléter les données réelles les plus récentes.

C'est avec l'objectif de mieux répondre aux exigences spécifiques d'une prévision à court terme que l'Office a élaboré la démarche illustrée à la figure 3-1.

Les principaux déterminants de la demande de gaz à court terme dans les grands secteurs consommateurs de gaz naturel sont les variations de la température (secteur résidentiel), le nombre des ménages (secteur résidentiel), la croissance économique (secteurs commercial et industriel) et les prix du gaz naturel et des combustibles concurrentiels. Les résultats par secteur au niveau

national sont désagrégés par région à l'aide de la prévision régionale des principaux déterminants et des données réelles.

Parmi les variables mentionnées ci-haut, il appert que, dans le secteur résidentiel les facteurs prédominants sont la température et l'accroissement du nombre des ménages. De fait, il est difficile d'envisager des variations importantes de la demande de gaz à court terme suite à des changements dans les prix ou les revenus lorsqu'on sait que quelque 80 % de la demande résidentielle de gaz naturel sert au chauffage des locaux.

Dans le secteur commercial, on reconnaît l'importance de la température et de la croissance du secteur des services. Toutefois, la stabilité relative de cette dernière fait en sorte que la demande de gaz du secteur commercial sera largement influencée par les variations de la température.

La demande de gaz du secteur industriel subit principalement l'influence de la croissance économique des industries fortes consommatrices de gaz naturel et des prix du gaz et du mazout lourd. Ces deux facteurs peuvent mener à des variations importantes de la demande de gaz dans certaines régions en raison de la nature cyclique des industries dominantes dans ces régions ou encore de la capacité qu'ont certaines industries à passer rapidement d'un combustible à un autre pour combler leurs besoins en énergie.

Dans les secteurs pétrochimique et de la production d'électricité et de vapeur, nous avons opté pour une approche désagrégée selon laquelle chaque usine est identifiée et des hypothèses spécifiques sont élaborées quant à l'expansion ou au taux d'utilisation de la capacité d'une usine donnée.[1] Cette approche nous a permis de faire l'hypothèse de la mise sur pied de nouvelles usines ou de centrales électriques.

Un élément très important dans la préparation des prévisions sectorielles et régionales de la demande de gaz naturel à l'Office est la présentation de prévisions provisoires aux principaux distributeurs canadiens de gaz naturel et l'intégration éventuelle de leurs commentaires. Les prévisions présentées ci-bas ont été modifiées de manière à refléter les observations des parties que nous avons consultées.

Récents développements dans la demande

La croissance économique, qui est le principal facteur influant sur la demande de gaz naturel du secteur industriel, a été forte en 1988 et au début de 1989. La croissance du PIB réel a atteint en moyenne 4,4 % en 1988, la majeure partie des gains en production étant concentrés dans le secteur industriel - exploitation minière (8,5 %), fabrication (5,8 %) et construction (6,5 %) - et dans quelques industries du secteur tertiaire - commerce de gros et de détail (5,4 %) et finances, assurances et immobilier (5,1 %). Les indicateurs pour le premier semestre de 1989 signalent un ralentissement de croissance; le nombre de mises en chantier dans le secteur de l'habitation et les ventes de voitures devraient diminuer pendant le reste de l'année.

Du point de vue régional, les baisses dans la production agricole en 1988 ont abouti à une croissance faible au Manitoba et en Saskatchewan, alors que les secteurs de la fabrication du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont tous été vigoureux. La croissance de l'Alberta a été particulièrement forte en 1988, même si le niveau d'activité dans la province a été quelque peu inférieur à la pointe atteinte en 1985 parce qu'elle ne s'est pas encore tout à fait relevée de la baisse marquée de l'activité pétrolière et gazière en 1986.

En 1988, la demande de gaz naturel au Canada a augmenté de plus de 10 %. La croissance de la demande fut particulièrement forte dans les secteurs pétrochimique

1. Faute d'information, il nous a été impossible d'élaborer une telle approche quant à la production d'électricité et de vapeur par le secteur industriel. Nos prévisions à ce titre sont donc entièrement fondées sur les observations des distributeurs canadiens de gaz naturel que nous avons consultés.

et de la production d'électricité et de vapeur, où elle s'élevait à plus de 20 %. Par ailleurs, dans les secteurs résidentiel et commercial et le secteur industriel, la demande de gaz naturel s'est aussi accrue à un rythme impressionant, quoique plus lent, soit quelque 11 % et 6 % respectivement (tableau 3-1).

Tableau 3-1
Demande de gaz naturel au Canada
Consommation par secteur et par région - 1988
(pétajoules)

	Québec	Ontario	Prairies	Colombie-Britannique	Canada
résidentiel et commercial	72 (4,1)	409 (13,4)	307 (10,2)	102 (10,1)	890 (11,1)
industriel [a][b]	124 (3,6)	351 (4,4)	292 (6,6)	80 (18,1)	847 (6,2)
pétrochimique	1 (25,0)	30 (0,8)	138 (36,2)	19 (-3,1)	188 (24,1)
production d'électricité et de vapeur	<1 (14,0)	11 (8,7)	53 (22,9)	5 (24,5)	69 (20,6)
total	197 (3,9)	801 (8,8)	790 (13,3)	206 (12,0)	1994 (10,3)

Nota: Les données entre parenthèses indiquent les variations en pourcentage par rapport à 1987.
[a] Inclut le gaz naturel utilisé comme combustible par l'industrie pétrochimique.
[b] Inclut l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport.

La demande de gaz naturel du secteur résidentiel est influencée par la croissance des ménages dans les zones de concession du gaz naturel et elle varie fortement en fonction des changements dans les degrés-jours de chauffage. Les températures d'hiver ont généralement été plus élevées que la "normale" au cours des dernières années, mais depuis 1987 les températures de la saison froide (les quatrième et premier trimestres) ont diminué. Relativement à l'ensemble du pays, ce refroidissement en 1988 a été moins prononcé au Québec, le nombre de degrés-jours de chauffage ne s'y étant accru que de 4,6 %. En Ontario, dans les Prairies et en Colombie-Britannique, les températures ont subi un refroidissement moyen de l'ordre de 9,4 %, 12,6 % et 8,6 % respectivement. Depuis 1985, le principal facteur influant sur la demande d'énergie du secteur résidentiel a été la température, qui a varié de plus de 15 % annuellement dans certaines régions.

La production du secteur commercial a augmenté un peu moins rapidement que dans l'ensemble de l'économie, atteignant 3,8 % et 3,9 % respectivement en 1987 et 1988, comparativement à 4 % et 4,4 % dans l'ensemble de l'économie.

Il résulte de ces variations de température, de la croissance du nombre des ménages et de l'activité économique du secteur commercial, un accroissement de la demande de gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial en 1988 s'élevant à 4,1 % au Québec, à 13,4 % en Ontario et à plus de 10 % dans les Prairies et en Colombie-Britannique en 1988.

La production de l'industrie canadienne a grimpé de 5,4 % en 1987 et de 6,3 % en 1988. Bien que les prix pétroliers se sont affermis depuis leur chute en 1986, le mazout lourd continue toujours de représenter un substitut intéressant à l'utilisation du gaz naturel dans le secteur industriel au Québec et sur certains marchés de l'Ontario.

Dans le secteur industriel en 1988, la demande de gaz naturel s'est accrue dans toutes les régions du Canada. L'augmentation a été particulièrement marquée en Colombie-Britannique où elle s'élevait à 18 %, suite à une croissance de plus de 50 % de la demande de gaz des secteurs du raffinage du pétrole et des "autres" industries manufacturières. En Alberta, la demande de gaz naturel du secteur minier s'est accrue de 47 % en 1988 principalement en réponse aux besoins liés à un accroissement de 11 % dans la production de pétrole brut synthétique. Dans les autres régions, la demande de gaz naturel a augmenté fortement dans certaines industries et diminué tout autant dans d'autres.

La demande de gaz naturel comme charge pétrochimique est concentrée en Ontario et

dans les Prairies, plus précisement en Alberta. La majeure partie de l'augmentation de la demande albertaine en 1988 est due à un accroissement de la production d'ammoniaque à l'usine de Cominco Limitée à Joffre et à une augmentation générale de la production de l'industrie pétrochimique en Alberta. Une quantité relativement petite de gaz naturel est utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur. Cette consommation est aussi concentrée en Ontario et dans les Prairies (Alberta). La majeure partie de l'augmentation de la demande de gaz pour la production d'électricité en 1988 est due à l'augmentation des besoins des services d'électricité albertains pour combler une demande d'électricité intérieure croissante et des ventes d'électricité accrues à la Colombie-Britannique.

Perspectives à court terme de la demande de gaz naturel

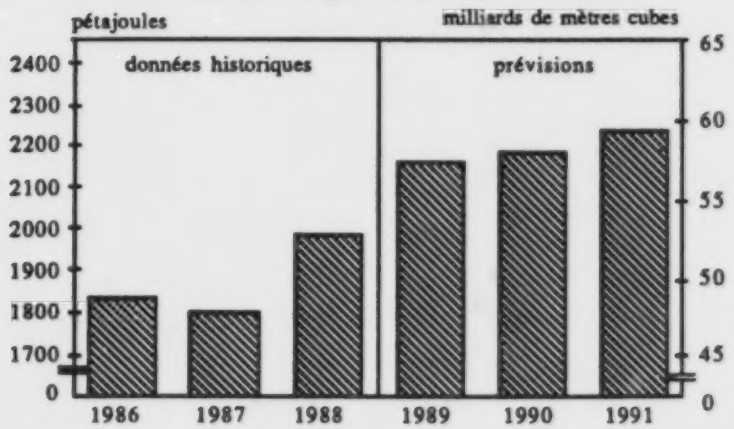
En 1989, 1990 et 1991, on prévoit des augmentations annuelles de la demande de gaz naturel au Canada de l'ordre de 8,5 %, 1,7 % et 2,3 % respectivement (figure 3-2).

Il semble qu'il pourrait y avoir un ralentissement de la croissance à court terme en raison des baisses récentes dans les ventes de voitures et les mises en chantier dans le secteur de l'habitation, l'incertitude quant aux perspectives économiques aux États-Unis et l'impact de la politique monétaire actuelle du Canada. L'investissement dans les secteurs autres que résidentiel a été fort et fait l'objet d'une croissance soutenue depuis la récession de 1982. Les dépenses des consommateurs ont, jusqu'à très récemment, continué de croître légèrement plus vite que le revenu personnel disponible, ce qui a abouti à une baisse dans l'épargne personnelle.

Dans les perspectives macro-économiques étayant la présente prévision de la demande de gaz naturel, nous avons supposé que la croissance de la production aux États-Unis en 1990 connaîtra un certain ralentissement et atteindra un peu moins de 2 %, avec une reprise modeste en 1991. Les perspectives pour le Canada sont similaires, avec une croissance réelle d'environ 1,5 % du produit intérieur en 1990 (elle atteint presque 3 % en 1989), suivie de 2,5 % en 1991. La faiblesse se trouve dans le secteur industriel, plus particulièrement la fabrication, la construction et l'exploitation forestière. Cela traduit le ralentissement de la croissance aux États-Unis, des mises en chantier moins élevées dans le secteur de l'habitation au Canada et aux États-Unis, des dépenses plus modestes de la part des consommateurs au Canada et un détente dans la croissance de l'investissement non résidentiel.

Figure 3-2

Demande de gaz naturel au Canada



Les perspectives macro-économiques de l'Office, bien que plus pessimistes pour 1990 que celles du Conference Board ou de Data Resources, se trouvent dans la gamme des opinions actuelles (tableau 3-2). En dépit du ralentissement prévu de la croissance en 1990, la croissance pourrait être encore plus lente si, par exemple, la politique monétaire provoquait un retranchement plus marqué des consommateurs et, ultérieurement, des investisseurs. Il se peut que la croissance soit plus forte que prévue, possiblement en raison d'une détente dans la politique monétaire, ou d'un raffermissement de la croissance aux États-Unis et d'un niveau plus élevé d'exportation canadienne que nous ne le prévoyons, mais nous sommes d'avis que cela est peu probable.

Nous n'avons pas formulé d'hypothèses particulières au sujet des réorientations dans les modes de dépenses qui pourraient se produire vers la fin de 1990 ou au début de 1991 par suite des facteurs accompagnant l'introduction de l'impôt sur les produits et services.

Le mode de croissance au Québec, en Ontario et au Manitoba reflète le mode de croissance dans l'ensemble du Canada. La reprise supposée du secteur agricole du Manitoba est une source de croissance supérieure à la moyenne pour 1989 et 1990. La croissance de l'Alberta devrait être quelque peu inférieure à la moyenne nationale, en raison de la faiblesse de la performance du secteur du pétrole et du gaz. En Colombie-Britannique, la production totale dépasse légèrement la moyenne nationale en 1989 et en 1991, et se situe légèrement en-deça de cette moyenne en 1990 à la suite d'un fléchissement de l'activité dans la construction et l'exploitation forestière. Dans toutes les provinces, la performance est plus soutenue dans le secteur des services que dans celui des biens; un ralentissement de la croissance de la production industrielle est la source du ralentissement de 1990.

Tableau 3-2
Taux de croissance du produit intérieur brut réel Canada
(pourcent)

	1989	1990	1991
Conference Board [a]	2,8	1,8	2,0
Data Resources of Canada [b]	2,9	1,9	2,6
Informetrica Ltd [c]	2,8	1,2	2,2
ONE	2,9	1,5	2,6

[a] Septembre 1989
[b] Juillet 1989
[c] Octobre 1989

Bien que le prix mondial du pétrole ait continué de fluctuer, la tendance générale depuis 1988 est à la hausse; le baril de West Texas Intermediate ("WTI") à Chicago est passé de 15 $ US le baril à entre 19 et 21 $ US le baril dans les derniers mois. Les pays membres de l'OPEP maintiennent toujours leur surproduction, mais cette situation a été quelque peu compensée par des arrêts d'exploitation et des réductions de production à l'extérieur de l'OPEP. Pour les deux prochaines années, nous prévoyons que les prix mondiaux du pétrole se situeront entre 18 et 20 dollars.

Les prix du gaz naturel au Canada ont légèrement fléchi en 1988, après leur chute brutale en 1987. Les accords récents signés par WGML et les grandes sociétés de distribution locale de l'Est du Canada donnent lieu à des prix généralement stables jusqu'en 1990. La concurrence entre le gaz naturel et le mazout lourd dans le secteur industriel devrait continuer à freiner les augmentations des prix du gaz dans l'industrie. Dans les présentes prévisions, nous avons supposé que le prix du gaz naturel, en tant que produit, dans chaque secteur demeurera stable, en termes nominaux, jusqu'en 1991, bien que les frais de transport et de distribution pourraient augmenter.

Nos prévisions de la demande de gaz naturel, des secteurs résidentiel et commercial sont principalement fondées sur des hypothèses quant aux variations de la tempéra-

ture, du nombre des ménages et de l'activité économique du secteur commercial.

Pour 1989, nous nous sommes servis de données réelles sur la température jusqu'en juin 1989 et nous avons supposé que les températures seront normales pendant le reste de l'année. Ces hypothèses supposent un refroidissement d'environ 2,5 % par rapport à 1988. Pour 1990 et 1991, nous supposons des températures normales, ce qui se traduit pour ces deux années en un indice stable des degrés-jours de chauffage.

La croissance des ménages, s'établissant à quelque 1,6 % par année, est supposée relativement stable au cours des trois années de la prévision. La croissance économique au secteur commercial s'établit à environ 3 % en 1989, ralentit à quelque 2,2 % en 1990. En 1991 le produit intérieur réel au secteur commercial s'accroit de 2,5 %.

Nous prévoyons donc des augmentations de la demande de gaz naturel des secteurs résidentiel et commercial de 7,1 %, 2,1 % et 2,3 % en 1989, 1990 et 1991 respectivement (figure 3-3). La disparité régionale de ces taux de croissance est surtout évidente en 1989, où nous prévoyons une augmentation de seulement 3,3 % au Québec et de 11 % dans les Prairies. Cette différence est due au fait que le refroidissement de la température en 1989 est relativement plus important dans les Prairies qu'ailleurs au Canada. En 1990 et 1991, la demande de gaz naturel des secteurs résidentiel et commercial croît à des taux plus uniformes variant d'un minimum de 1,1 % en Colombie-Britannique à un maximum de 3 % en Ontario en 1990 (1,6 % au Québec et 1,5 % dans les Prairies), et de 1,7 % dans les Prairies à 2,8 % en Ontario en 1991 (2,1 % en Colombie-Britannique et 2,4 % au Québec).

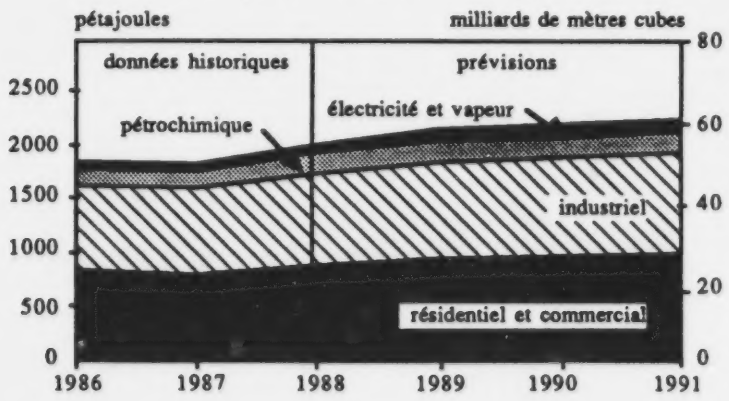
Dans le secteur industriel, nos prévisions de la demande de gaz naturel sont fondées sur des hypothèses quant aux prix du gaz et du mazout lourd, dont l'évolution a été décrite ci-haut, et à l'activité économique du secteur industriel.

On suppose qu'en 1989, la croissance du produit intérieur réel du secteur industriel s'établira à environ 3 %. En 1990, un ralentissement important de l'activité économique du secteur industriel se fera sentir alors que la croissance réelle sera de moins de 1 %. En 1991, nous prévoyons une reprise du niveau d'activité, la croissance moyenne de cette activité dans le secteur industriel étant supposée légèrement inférieure à 3 %.

Un tel contexte nous amène à prévoir une croissance de la demande de gaz naturel du secteur industriel de 6 %, 1,8 % et 3,1 % respectivement au cours des trois années de la période de prévision. Cette croissance est

Figure 3-3

Demande de gaz naturel par secteur au Canada



distribuée relativement également parmi les quatres régions canadiennes en 1989, surtout en raison d'une croissance de la production industrielle réelle qui se veut également forte à travers le Canada.

En 1990, le ralentissement prévu de la production industrielle est supposé toucher moins fortement l'Alberta et la Saskatchewan, où la croissance de la production du secteur gaz et pétrole est suffisamment forte pour mener à une augmentation de la production industrielle réelle totale de plus de 2 % dans ces deux régions. En somme, pour 1990 nous prévoyons des diminutions de la demande de gaz naturel du secteur industriel de 0,5 % et 0,9 % en Ontario et en Colombie-Britannique respectivement et des augmentations de 0,6 % et 6 % au Québec et dans la région des Prairies respectivement.

En 1991, la demande de gaz du secteur industriel est supposée augmenter dans toutes les régions canadiennes en raison de la reprise de l'activité économique du secteur. Nous prévoyons des augmentations de la demande de gaz variant de 2,1 % en Ontario à 4,5 % en Colombie-Britannique (3,1 % au Québec et 3,9 % dans les Prairies).

Dans le secteur pétrochimique, nous prévoyons que la réouverture de l'usine d'ammoniaque d'Esso Chemical Canada à Redwater en Alberta amènera pour cette province un accroissement de près de 4 % des besoins en gaz comme charge d'alimentation en 1990. En Ontario, la fermeture prévue de deux usines nous amène à prévoir une réduction des besoins de l'ordre de 45 %. Sur le plan national, ces changements se traduisent par une croissance annuelle prévue de la demande de gaz naturel pour ce secteur de 1,3 %, -4,6 % et 0 % en 1989, 1990 et 1991 respectivement.

Quant à la demande de gaz naturel utilisé pour produire de la vapeur et de l'électricité, nous prévoyons une augmentation de près de 80 % en 1989 (par rapport à une demande de 11 pétajoules en 1988), une diminution de 3,1 % en 1990 et aucun changement en 1991. Les changements majeurs prévus de 1989 à 1991 quant à l'usage de gaz naturel pour la production d'électricité sont les suivants:

- en Colombie-Britannique, nous prévoyons un usage accru de la centrale Burrard à compter de 1989 pour combler les besoins en électricité aux fins d'exportation, et comme soutien au réseau de B.C. Hydro;

- en Alberta, l'augmentation de la demande intérieure et l'accroissement des ventes à la Colombie-Britannique en 1989 mèneront à un accroissement important de l'usage du gaz pour produire de l'électricité. En 1990 et 1991, nous prévoyons une diminution de la demande de gaz naturel pour produire de l'électricité en raison de la mise en service des centrales Sheerness no 2 et Genesee no 1, alimentées au charbon; et

- en Ontario, nous prévoyons la mise en service de trois usines de cogénération alimentées au gaz naturel au cours de la période de prévision, consommant jusqu'à 15 pétajoules de gaz en 1991.

En somme, et pour les raisons élaborées ci-haut, nous prévoyons de 1988 à 1991 une croissance annuelle moyenne de la demande totale de gaz naturel de 2,9 % au Québec, 3 % en Ontario, 3,4 % dans les Prairies et 10,2 % en Colombie-Britannique[1], donc pour le Canada 3,9 %.

Le tableau 3-3 présente une comparaison des prévisions de la demande de gaz naturel préparées pour les études sur *l'Évaluation du marché du gaz* et *l'Énergie au Canada: Offre et demand 1987-2005* publiées en 1988. Les différences majeures entre les prévisions préparées en 1988 et celle présentée dans ce document sont donc les niveaux plus élevés de gaz naturel dont nous prévoyons l'utilisation par les secteurs industriel, pétrochimique et de la production d'électricité.

3.2 Demande à l'exportation

Jusqu'à l'entrée en vigueur des ordonnances 436 et 500 de la Federal Energy Regulatory Commission ("FERC"), au milieu des années

1. Nous n'avons pas inclus de volumes pour le projet de PCEC en 1991, parce qu'au moment où la prévision était établie, le calendrier du projet était incertain.

Tableau 3-3
Comparaison des prévisions de la demande de gaz naturel - Canada
(pétajoules)

	ÉMGN 1989			ÉMGN 1988[c]			Offre et demande - septembre 1988 bas			Offre et demande - septembre 1988 élevé		
	1989	1990	1991	1989	1990	1991	1989	1990	1991	1989	1990	1991
résidentiel et commercial	954	974	997	946	s/o	s/o	946	960	978	949	972	997
industriel [a][b]	898	914	943	828	s/o	s/o	822	833	862	898	979	1040
pétrochimique	190	182	182	159	s/o	s/o	159	166	166	159	166	166
production d'électricité et de vapeur	122	118	118	72	s/o	s/o	72	71	73	79	79	79
total	2164	2188	2240	2005	s/o	s/o	1999	2030	2079	2085	2196	2282

[a] Inclut le gaz naturel utilisé comme combustible par l'industrie pétrochimique.
[b] Inclut l'utilisation du gaz naturel dans le secteur du transport.
[c] L'étude de 1988 sur l'ÉMGN ne couvrait pas la période 1990-1991.

80, il était relativement difficile à des tiers d'avoir accès aux gazoducs interétatiques des États-Unis. La libéralisation de l'accès[1] aux pipelines interétatiques a profondément transformé la structure du marché américain du gaz naturel. En 1984, 92 % environ de tout le gaz livré par pipeline interétatique était vendu par les sociétés pipelinières interétatiques, tandis que 8 % seulement était du gaz livré pour d'autres expéditeurs ou des tiers. Par contre, dès 1988, le gaz vendu par les sociétés pipelinières ne représentait plus que 37 % des livraisons, tandis que les livraisons de gaz pour le compte de tiers étaient passées à 63 % du total (tableau 3-4). Dans la plupart des cas, le gaz vendu par les sociétés pipelinières faisait l'objet de contrats de service garanti à long terme, tandis que le gaz transporté pour des tiers était surtout du gaz vendu sur le marché du disponible, le plus souvent en vertu de contrats de service interruptible à court terme.

La réforme de la réglementation et l'évolution conséquente de la structure du marché américain du gaz ont, elles aussi, fortement influencé la nature des exportations de gaz canadien (figure 3-4). Il n'y a pas encore longtemps, les SDL américaines et les sociétés pipelinières interétatiques achetaient presque tout le gaz exporté du Canada. Maintenant que la négociation directe entre les acheteurs et les vendeurs de gaz se concrétise par une multitude de nouveaux types de contrats, le gaz canadien est acheté de plus en plus souvent aux États-Unis par les utilisateurs ultimes et les vendeurs. Les exportations destinées à ces derniers sont parties en flèche, passant de 13 pétajoules en 1986 à un total estimatif de 350 pétajoules en 1989. De même, les exportations destinées aux utilisateurs ultimes, qui étaient pour ainsi dire nulles en 1986, devraient atteindre 20 pétajoules en 1989. Les exportations aux SDL ont stationné aux alentours de 600 pétajoules entre 1987 et 1989, et les exportations aux sociétés pipelinières interétatiques n'ont que très peu augmenté entre 1986 et 1989.

Cette évolution a amené un énorme bond de la quantité de gaz exportée aux États-Unis en vertu d'ordonnances à court terme de l'ONE: de quelque 5 pétajoules en vertu de

1. On parle de "libre accès" quand une société pipelinière offre un service de transport à tous les clients sans discrimination.

Tableau 3-4

Ventes et transport par les sociétés pipelinières interétatiques des É.-U.
(EJ)

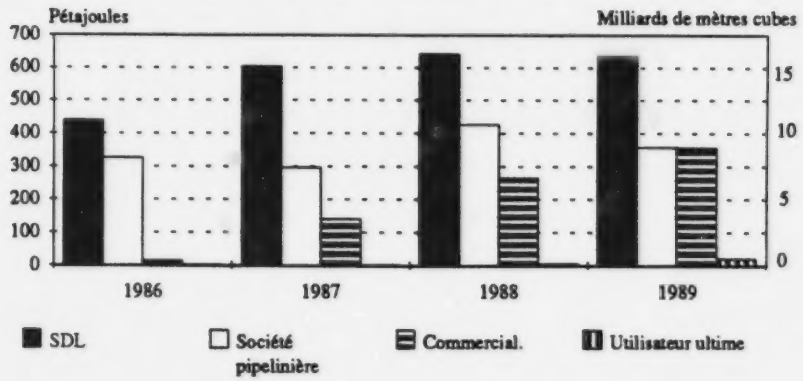
Année	Transport pour des tiers				Ventes	Total	Transport en % du total
	SDL	Utilisateurs ultimes	Commercialisateurs	Sous-total			
1984	0,6	0,5	n/d	1,1	12,1	13,2	8
1985	1,4	0,8	n/d	2,2	10,5	12,7	17
1986	3,0	1,2	n/d	4,2	7,2	11,4	37
1987	3,1	1,6	2,4	7,1	5,7	12,8	55
1988	3,8	1,5	4,0	9,3	5,4	14,7	63

Ventilation, en %, du transport pour des tiers en 1988
par type d'expéditeur et de service

	SDL	Utilisateurs ultimes	Commercialisateurs	Total
	(%)	(%)	(%)	(%)
Garanti	10	2	1	13
Interruptible	31	14	42	87
1988	41	16	43	100

Figure 3-4

Exportations de gaz naturel par type de client



3 ordonnances à court terme en 1984, elle est passée à un total estimatif de 527 pétajoules en vertu de 70 ordonnances à court terme en 1989 (tableau 3-5). Le gaz exporté en vertu d'ordonnances à court terme constitue maintenant plus du tiers de toutes les exportations canadiennes de gaz. La majeure partie de ce gaz est destiné à la région du Centre (figure 3-5). Quelque 353 pétajoules (70 %) du gaz exporté en vertu d'ordonnances à court terme sont vendus dans le cadre de contrats de service interruptible, tandis que 174 pétajoules (30 %) sont vendus dans le cadre de contrats de service garanti. Dans la plupart des cas, le gaz visé par des contrats de service garanti à court terme est vendu par des exportateurs qui détiennent des licences à long terme et vendent du gaz aux clients visés par ces licences, en attendant de négo-

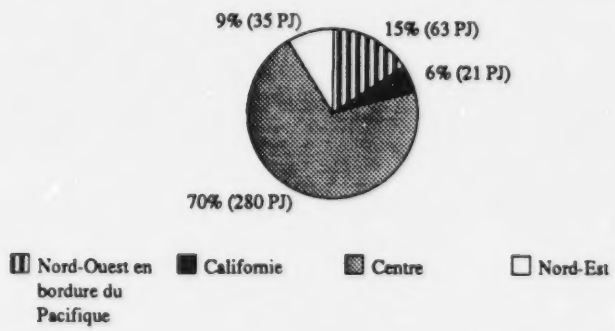
Tableau 3-5

Exportations de gaz naturel du Canada par type d'autorisation et de vente

(PJ)

Année	Ordonnances à court terme			Licences	Total	% en vertu de	
	Ventes garanties	Ventes interruptibles	Total des ordonnances à court terme			Licences	Ordonnances à court terme
1984	n/d	n/d	5	788	793	99,4	0,6
1985	n/d	n/d	33	923	956	96,5	3,5
1986	214	18	232	549	781	70,3	29,7
1987	82	144	226	816	1042	78,3	21,7
1988	143	278	421	915	1336	68,5	31,5
1989(e)	174	353	527	898	1425	63,0	37,0

Figure 3-5
Exportations de gaz naturel en vertu d'ordonnances à court terme en 1988



Exportations canadiennes de gaz naturel: volumes, recettes et prix

Bien que les volumes exportés aient beaucoup augmenté depuis 1986, les recettes sont restées relativement stationnaires aux alentours de 2,5 milliards de dollars par an (figure 3-6). Cette baisse relative des recettes est en grande partie attribuable au fait que le prix à l'exportation du gaz canadien visé par des licences d'exportation et des ordonnances à court terme a suivi le déclin des prix moyens à la tête du puits aux États-Unis (figure 3-7).

Figure 3-6

Volumes et revenus associés à l'exportation de gaz naturel: 1980-1988

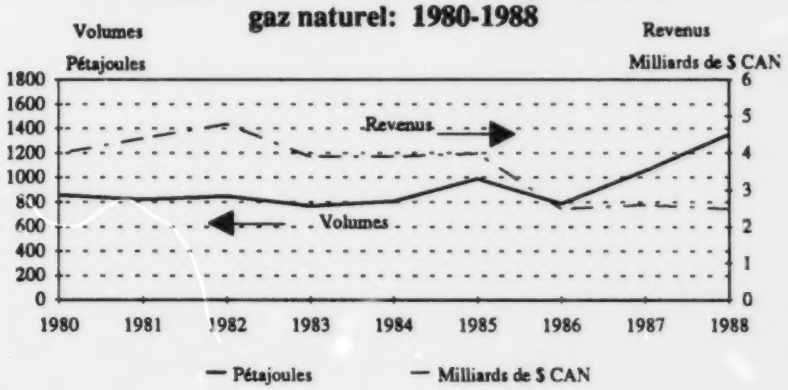
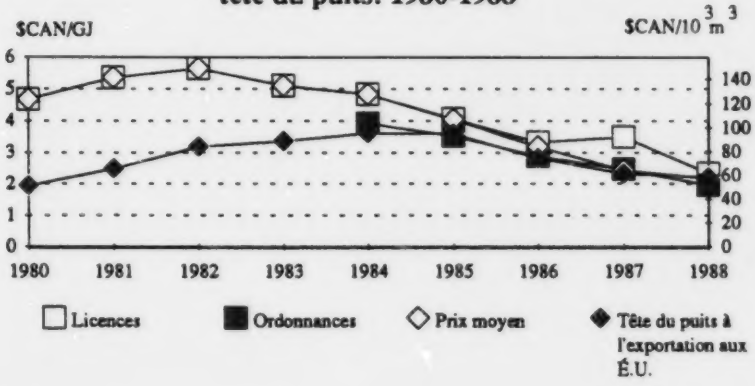


Figure 3-7

Prix à l'exportation moyens et prix É.U. moyens à la tête du puits: 1980-1988



cier des prix et des modalités de vente dans de nouveaux contrats à long terme.[1] En conséquence, le gaz exporté en vertu d'accords de vente à long terme constitue maintenant 75 % de tout le gaz exporté, tandis que le gaz visé par des accords de vente interruptible à court terme en représente 25 % .

De même, les contrats d'achat de gaz que les exportateurs canadiens ont signés avec les producteurs et sur lesquels reposent les ventes à l'exportation tendent à être à long terme.

La structure des ventes de gaz est semblable sur le marché canadien. Selon les estimations, 30 à 35 % des ventes intérieures font maintenant l'objet de contrats d'approvisionnement à court terme, alors que ce genre de contrat n'existait pratiquement pas en 1984.

Depuis la fin des années 60, les exportations de gaz naturel canadien représentent 4 % environ de la demande américaine. La part canadienne du marché américain augmente depuis quelques années et était de 7 % environ en 1988. Nous pensons que les deux prochaines années verront cette part augmenter légèrement. L'Accord de libre-échange Canada-États-Unis devrait avoir peu de répercussions sur la commercialisation du gaz à court terme; en ce qui a trait au commerce du gaz naturel, il était conforme aux changements de politique antérieurs des deux pays, désireux de laisser les forces du marché jouer.

Le gaz canadien se vend aux États-Unis sur cinq grands marchés régionaux: Nord-Ouest en bordure du Pacifique, Californie, Rocheuses, Centre et Nord-Est. En 1988, près de 40 % de tout le gaz exporté s'est vendu dans la région du Centre, qui est le plus gros marché d'exportation du gaz canadien, suivi de la Californie, avec 39 % environ. Les exportations destinées aux régions du Nord-Ouest en bordure du Pacifique, des Rocheuses et du Nord-Est ont représenté, respectivement, 11 %, 2 % et 9 % du total (figures 3-8 et 3-10 à la page 48).

Licences d'exportation délivrées

Pendant l'année contractuelle 1988-1989, l'Office a délivré vingt nouvelles licences ou modificatifs de licences existantes (tableau 3-6).

L'Office a examiné toutes les demandes de licence d'exportation et de modificatif de licence dans le contexte de la méthode axée sur les conditions du marché, qu'il a adoptée en juillet 1987. Les demandes visant l'exportation de gaz provenant des réserves traditionnelles ont porté sur un total de 9 exajoules, dont l'Office a approuvé l'exportation de 6,9 exajoules, soit 77 % des volumes demandés. Dans certains cas, la durée des licences délivrées par l'Office et les volumes qu'elles visent ont été inférieurs à ce que demandaient les intéressés pour plusieurs raisons: insuffisance des réserves de gaz affectées à l'approvisionnement d'un projet; non-justification commerciale de la durée de licence demandée; clauses insatisfaisantes des contrats étayant un projet; faible probabilité d'avantages nets pour le Canada.

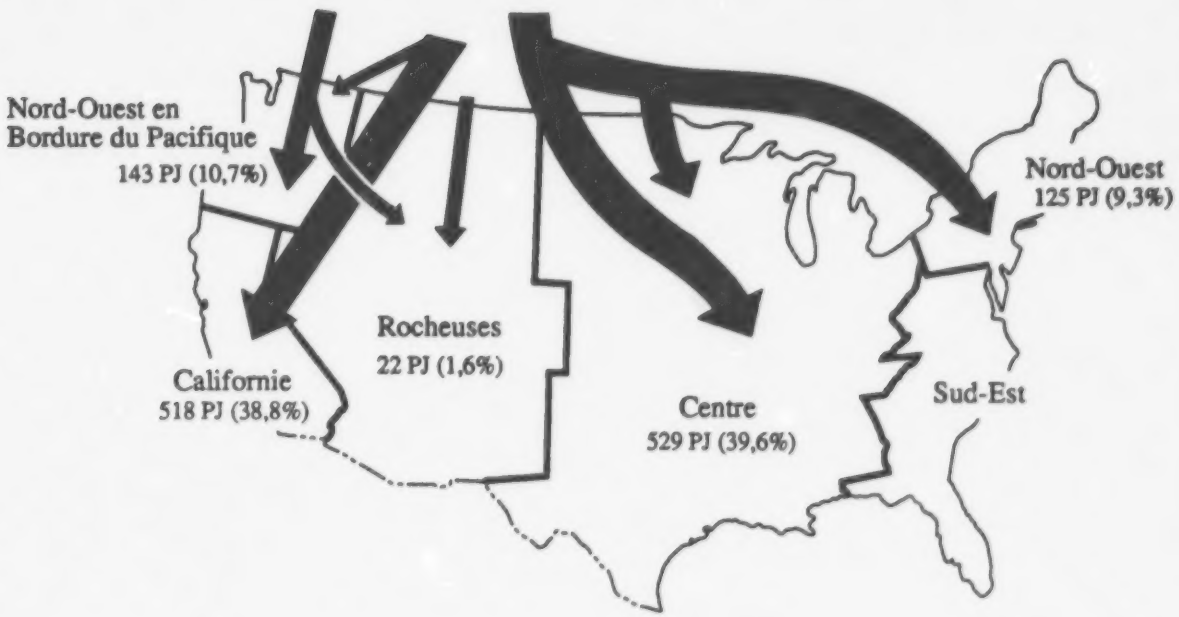
Le total des volumes de gaz des zones traditionnelles dont l'exportation a été autorisée s'élève maintenant à 27 exajoules environ, soit 40 % des réserves établies restantes dans ces zones.

En plus de délivrer des licences pour l'exportation de gaz provenant des zones traditionnelles, l'Office a autorisé l'exportation de 9,8 exajoules provenant de la région pionnière du delta du Mackenzie, à compter de

1. Dans de nombreux cas, l'approvisionnement du gaz vendu à l'exportation en vertu de contrats de service interruptible est, lui aussi, étayé par des contrats d'achat à long terme, parce qu'un grand nombre des contrats de vente de gaz à long terme permettent à l'exportateur de vendre sur d'autres marchés canadiens ou américains le gaz qu'il s'est assuré par contrat, si son client américain initial ne peut acheter la totalité du gaz prévu au contrat. Cette clause permet aux exportateurs à long terme de prendre, à des facteurs de charge élevés, les approvisionnements qu'ils se sont assurés par contrat.

Figure 3-8

Exportations de gaz naturel vers les marchés des États-Unis en 1988



1996. Dans sa décision[1], l'Office a constaté que les installations pipelinières nécessaires au transport du gaz jusqu'aux marchés n'avaient pas encore reçu de certificat et n'étaient pas encore construites[2], et que des contrats de vente de gaz n'avaient pas encore été signés.

En juillet 1989, l'Office a terminé une audience visant les installations supplémentaires devant être construites en 1990 sur le réseau de TransCanada, et les licences d'exportation connexes.[3] Les licences d'exportation demandées portaient sur un total de quelque 848 pétajoules à provenir de l'Alberta sur une période se terminant en 2011.

En date du 31 décembre 1988, les volumes dont l'exportation avait été autorisée totalisaient 20 exajoules, les volumes approuvés pendant l'année contractuelle 1988-1989 totalisaient 17 exajoules et les volumes visés

1. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Esso Ressources Canada Limitée, Shell Canada Limitée et Gulf Canada Ressources Limitée, GH-10-88*, août 1989.
2. Le 30 octobre 1989, Foothills a déposé une demande relativement à un gazoduc de la vallée du Mackenzie et à un prolongement du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska. En juin 1984, Polar Gas Ltd. a présenté une demande visant un pipeline partant du delta du Mackenzie; l'Office en a remis l'examen jusqu'à ce que des renseignements à l'appui sur les possibilités de commercialisation du gaz soient déposés.
3. Le 21 août 1989, l'Office a rendu sa décision relative à la construction d'installations supplémentaires par TransCanada en 1990, et les motifs devaient suivre. Au moment de la rédaction du présent rapport, l'Office n'avait pas encore rendu de décision à propos des licences d'exportation connexes.

Tableau 3-6

Licences d'exportation délivrées durant l'année contractuelle 1988/1989

Exportateur	Importateur	Date de délivrance	Licence Numéro	Durée	Volume (millions m3) Sollicité	Autorisé
Licences d'exportation visant les réserves de gaz classiques						
Alberta and Southern Gas Co.Ltd.	Pacific Gas and Electric Company	mai, 1989	GL-111	1994-11-1/2005-10-31	169 287	116 385
Amoco Canada Petroleum Company Ltd.	Washington Natural Gas Company	mai, 1989	GL-112	1989-11-1/2004-10-31	3 856	3 856
Canterra Energy Ltd.	Consumers Power Company	juin, 1989	GL-113	1989-11-1/2003-10-31	} 4 345	2 099
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	juin, 1989	GL-114	1989-11-1/2004-10-31	}	2 246
Dome Petroleum Limited	Northern States Power Co.	déc, 1988	GL-108	1988-11-1/2001-10-31	1 504	1 504
Norcen Energy Resources Limited	Consumers Power Company	juin, 1989	GL-115	1989-11-1/2001-10-31	1 841	1 841
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	juin, 1989	GL-116	1989-11-1/2001-10-31	1 034	1 034
Pesco Petroleums Ltd.	Consumers Power Company	juin, 1989	GL-117	1989-11-1/2000-10-31	} 6 617	2 843
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	juin, 1989	GL-118	1989-11-1/2000-10-31	}	2 715
ProGas Limited	Ocean State Power II	déc, 1988	GL-109	1991-11-1/2011-10-31	5 170	5 170
	ANR Pipeline Company Natural Gas Pipeline Company of America Tennessee Gas Transmission Company Texas Eastern Transmission Corporation	juin, 1989	GL-98	1989-11-1/2000-10-31	23 315 (a)	23 315 (a)
Shell Canada Limited	Consumers Power Company	juin, 1989	GL-119	1989-11-1/2003-10-31	} 3 284 (b)	3 284 (b)
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	juin, 1989	GL-120	1989-11-1/2004-10-31	}	
TransCanada PipeLines Limited	Boundary Gas	juin, 1989	GL-83	1984-11-1/2003-10-31	7 021 (c)	7 021 (c)
Western Gas Marketing Limited	Ocean State Power II	déc, 1988	GL-110	1991-11-1/2012-10-31	5 443	5 443
	Consumers Power Company	juin,1989	GL-121	1989-11-1/2003-10-31	2 327	2 327
	Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	juin,1989	GL-122	1989-11-1/2004-10-31	2 327	2 327
Sous-total, réserves classiques					237 371	183 410
Licences d'exportation visant les réserves de gaz pionnières						
Esso Resources Canada Limited	Non-spécifié	oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	144 000	144 000
Gulf Canada Resources Limited	Non-spécifié	oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	91 000	91 000
Shell Canada Limited	Non-spécifié	oct, 1989		1996-11-1/2016-10-31	25 000	25 000
Sous-total, réserves pionnières					260 000	260 000
TOTAL					497 371	443 410

Relevé:	Pétajoules	
Classiques	8 994	6 949
Pionnières	9 851	9 851
Total	18 845	16 801

(a) Les volumes indiqués pour la licence GL-98 de ProGas sont les volumes additionnels demandés et approuvés, ce qui a pour effet de porter les volumes dont l'exportation est autorisée pendant la durée d'application de la licence à 42225 millions de mètres cubes moins les quantités totales de gaz exportées par ProGas en vertu de la licence GL-56.

(b) Les volumes indiqués pour Shell sont les volumes additionnels nets, après déduction et réaffectation des 1200 millions de mètres cubes de la licence GL-100 de Shell aux licences GL-119 et GL-120 autorisant l'exportation, durant la période d'application des licences, de 2234 millions de mètres cubes et de 2250 millions de mètres cubes respectivement.

(c) Les volumes indiqués pour la licence GL-83 de TransCanada sont les volumes additionnels sollicités et approuvés, ce qui a pour effet de porter le volume dont l'exportation est autorisée pendant la durée de la licence à 16371 millions de mètres cubes.

par les demandes de licence encore à l'étude au moment de la rédaction du présent rapport totalisaient 0,8 exajoule[1] (figure 3-9).

Évolution de la réglementation et d'autres facteurs aux États-Unis

Depuis le rapport d'octobre 1988, la réglementation américaine a continué d'évoluer. Au nombre des principaux dossiers sur lesquels se penche la FERC, citons la déréglementation des prix à la tête du puits, le courtage de la capacité, les frais de stockage de réserves de gaz et la conception des tarifs.

Le 26 juillet 1989, le président des États-Unis a ratifié la *Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989*, qui doit entrer en vigueur le 1er janvier 1993 ou à l'échéance des contrats, si cette échéance survient avant le 1er janvier 1993.[2] Les prix de 25 % à 30 % environ de la production américaine de gaz restent réglementés: dans certains cas, le prix réglementé de ce gaz est actuellement inférieur à un dollar par millier de pieds cubes, dans d'autres cas, comme dans celui du gaz de puits profond, le prix est élevé. Quand la déréglementation entrera en vigueur, les prix de tout le gaz pourront être renégociés. On ne sait pas vraiment quels effets la concurrence qui en découlera aura sur les exportations de gaz canadien.

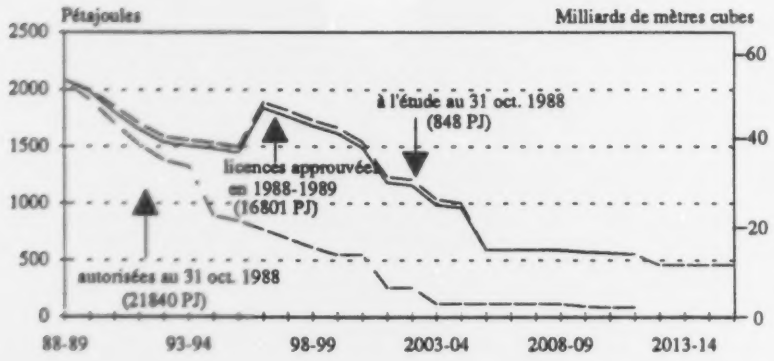
La FERC examine encore plusieurs propositions que lui ont présentées les sociétés pipelinières à propos du courtage de la capacité et des frais de stockage de réserves de gaz.[3] Par ailleurs, les sociétés pipelinières n'ont

1. Vers la fin de septembre, l'Office a émis l'ordonnance d'audience GH-5-89 relative à la demande de TransCanada visant les installations de 1991 et 1992. Cette ordonnance fixait au 1er décembre 1989 la date limite pour le dépôt des demandes de licences d'exportation connexes. Au moment de la rédaction du présent rapport, l'Office avait reçu des demandes de licences d'exportation visant 1,8 exajoule environ (120 pétajoules par an) et liées à la demande relative à ces installations.

   De plus, on s'attend que, d'ici à la fin de 1990, le prolongement proposé du tronçon est du réseau de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ajoutera 60 pétajoules à la capacité annuelle disponible au point d'exportation de Monchy, en Saskatchewan. On s'attend à ce que ceux qui désirent utiliser cette capacité supplémentaire pendant la période sur laquelle portent nos prévisions déposeront des demandes connexes de licences d'exportation.

   Il y a plusieurs propositions visant à augmenter d'un maximum de 250 pétajoules par an la capacité pipelinière jusqu'au marché californien d'ici à 1994. On peut également s'attendre que des demandes de licences d'exportation seront déposées à l'appui de cette expansion.
2. Le prix du gaz provenant de puits forés après le 26 juillet 1989 sera déréglementé le 15 mai 1991.
3. Le "courtage de la capacité" consiste, pour un expéditeur, à vendre ou à donner en location à d'autres expéditeurs la capacité pipelinière qu'il détient par contrat. Les "frais de stockage de réserves de gaz" sont des frais fixes visant à couvrir le coût du stockage des réserves de gaz destinées à l'approvisionnement d'un client.

Figure 3-9
Exportations de gaz naturel: sous licences et à l'étude



pas fini d'évaluer la portée de la politique sur la conception tarifaire, que la FERC a énoncée en mai 1989. On ne sait pas encore quels effets ces initiatives auront sur les exportations de gaz.

En ce qui concerne les contrats d'exportation, Pan-Alberta Gas Ltd. ("Pan-Alberta") a, le 6 juin 1989, signé avec United Gas Pipe Line Company ("United") un protocole d'entente et, en octobre, une entente définitive par lesquels elle convient d'assumer la plupart des droits et obligations qu'avait United en vertu d'un contrat avec Northwest Alaskan Pipeline Company, de tierces parties assumant le reste. Depuis la mise en service du tronçon est de Foothills en 1983, les ventes de gaz de Pan-Alberta à Northwest Alaskan, pour la revente à United, ont baissé en raison du recul substantiel de la demande sur le marché de United. En conséquence, United a, à plusieurs reprises, invoqué un cas de force majeure et a conclu une série d'ententes de règlement avec Pan-Alberta et Northwest Alaskan, pour faire réduire les 12,7 millions de mètres cubes de gaz par jour que ses contrats l'obligeaient à prendre. D'autre part, les problèmes financiers de United ont empêché l'utilisation efficace du tronçon est du réseau de Foothills et des réseaux pipeliniers de Northern Border Pipeline Company.

Dans le cadre du règlement, Northern Border demandera une réduction de ses droits. Cela accroîtra les rentrées nettes des producteurs canadiens qui expédient le gaz par le réseau de Northern Border.

L'accord entre Pan-Alberta et United devrait faire progresser les ventes à l'exportation, parce qu'il s'agit d'un accord à long terme qui, à toutes fins pratiques, permettra la vente des 12,7 millions de mètres cubes de gaz par jour.

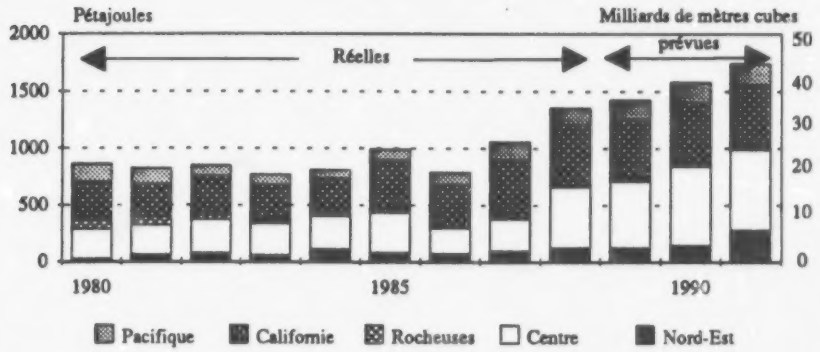
Perspectives relatives aux exportations

En 1989, le total des exportations devrait atteindre 1 425 pétajoules, soit 6 % environ de plus que le record de 1 337 pétajoules établi en 1988 (figure 3-10). Cette augmentation découle surtout de la reprise de la demande américaine, de la plus forte concurrence qui règne sur le marché, d'un accès plus ouvert aux gazoducs américains et du prix compétitif du gaz naturel canadien. Dans ces circonstances, les exportations canadiennes devraient, selon les prévisions, augmenter respectivement de 10,9 % et de 10,1 % en 1990 et 1991 respectivement, pour atteindre respectivement quelque 1 580 pétajoules et 1 740 pétajoules.

Dans la région du Nord-Est des États-Unis, les exportations de gaz devraient passer de

Figure 3-10

Exportations de gaz naturel par marchés américains: 1980-1991



125 pétajoules en 1989 à 280 pétajoules en 1991, ce qui représente une augmentation de 24 % pendant la période de prévisions. Les principaux facteurs qui entraîneront l'augmentation des exportations à cette région sont les facteurs de charge élevés que permettent les licences en vigueur, et le début de livraisons faites en vertu de licences d'exportation se rapportant à des expansions approuvées et prévues des installations sur le réseau de TransCanada.

Les exportations de gaz vers la région du Centre, de 570 pétajoules en 1989, devraient atteindre 685 pétajoules en 1990 et 695 pétajoules en 1991, ce qui correspond à une augmentation de 22 % pendant la période de prévision. Cette augmentation devrait résulter d'une reprise des achats de gaz par les sociétés pipelinières américaines qui ont résolu leurs problèmes de prise obligatoire, ainsi que de l'accès plus ouvert aux services de transport pipelinier dans cette région. Great Lakes Transmission Company ("Great Lakes") et Viking Gas Transmission Company ("Viking") (ancien réseau pipelinier du nord de Midwestern Gas Transmission Company) ont récemment décidé de devenir transporteurs à libre accès. Par ailleurs, l'expansion des installations sur le tronçon est de Foothills et sur le réseau de Northern Border offrira une capacité pipelinière supplémentaire aux vendeurs canadiens qui désirent vendre leur gaz dans cette région.

Les exportations de gaz à la Californie ne devraient augmenter que de 3 %, pour passer de 520 pétajoules en 1989 à 535 pétajoules en 1991. La capacité limitée des gazoducs provenant du Canada et des gazoducs américains auxquels ils sont reliés devrait empêcher toute progression importante des exportations à cette région pendant cette période.

Dans le cas de la région du Nord-Ouest, nous prévoyons une faible augmentation des exportations de gaz: de 180 pétajoules en 1989 à 190 pétajoules en 1991. La concur-

Tableau 3-7

Exportations de gaz naturel: comparaisons des prévisions pour 1989, 1990 et 1991

(PJ)

	1988	ÉMGN 1989			ÉMGN 1988 (a)		O/D ONE 1988 (b)				DOE/EIA 1989 (c)		
Marchés	Réelles	1989	1990	1991	1988	1989	1988	1989	1990	1991	1989	1990	1991
Nord-Ouest en bordure du Pacifique	143	180	185	190	185	195	185	200	199	206	n/d	n/d	n/d
Californie	518	520	530	535	520	514	535	509	512	513	n/d	n/d	n/d
Rocheuses	22	30	35	40	20	20	9	9	9	9	n/d	n/d	n/d
Centre	529	570	685	695	475	519	475	522	522	541	n/d	n/d	n/d
Nord-Est	125	125	145	280	150	152	140	155	176	180	n/d	n/d	n/d
Total	1337	1425	1580	1740	1350	1400	1344	1395	1418	1449	1392	1519	1603

NOTES: (a) Office national de l'énergie, Évaluation du marché du gaz naturel, octobre 1988.
(b) Office national de l'énergie, L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005.
(c) Department of Energy, Energy Information Administration ,Short-term Energy Outlook, First Quarter 1989, January 1989.

rence du mazout résiduel dans le secteur industriel devrait continuer de freiner l'expansion des exportations de gaz canadien vers cette région.

Malgré nos prévisions d'une augmentation de 33 % des exportations de gaz à la région des Rocheuses, ces exportations restent relativement modestes: 30 pétajoules en 1989 et 40 pétajoules en 1991. L'augmentation sera surtout le fait de la croissance du marché dans la zone de concession de la Montana Power Company.

Le tableau 3-7 résume les prévisions de cette année pour la période allant de 1989 à la fin de 1991, et les compare à celles présentées dans le rapport d'octobre 1988 et dans le rapport *L'énergie au Canada - Offre et demande* de septembre 1988, ainsi qu'aux prévisions du Department of Energy, Energy Information Administration (DOE/EIA) des États-Unis. Les principales différences entre nos dernières prévisions et les prévisions faites par l'Office en septembre 1988 concernent le niveau des exportations vers les régions du Nord-Est, du Centre et des Rocheuses. Dans le Nord-Est, l'expansion des installations pipelinières au Canada et aux États-Unis est maintenant mieux définie, ce qui nous permet d'établir avec plus de précision la croissance potentielle du marché dans cette région. Nous pensons par ailleurs que les ventes sur le marché du disponible seront plus importantes dans la région du Centre qu'il n'avait d'abord été prévu, d'autant plus que Great Lakes et Viking demandent maintenant à être transporteurs à libre accès. Nos dernières prévisions sont légèrement supérieures à celles de DOE/EIA.

3.3 Importations

Les importations de gaz au Canada, qui étaient de 9,8 pétajoules en 1986, devraient passer à 62 pétajoules en 1989. Presque toutes les importations sont destinées au marché ontarien. Sur les 23,6 pétajoules importés en 1988, Union et Consumers Gas en ont importé 60 % et 6 % respectivement à Windsor, en Ontario, par le réseau de Panhandle Eastern Pipeline au Michigan. WGML en a importé 11 % dans le cadre d'accords de substitution, en vertu desquels elle peut détourner vers des SDL de l'Ontario le gaz destiné à ses clients à l'exportation. Parallèlement, WGML a rempli ses obligations envers ses clients américains en achetant du gaz aux États-Unis.

Jusqu'à présent, tout le gaz importé l'a été en vertu d'ordonnances d'importation de gaz à court terme émises par l'Office, plutôt qu'en vertu de licences d'importation. En date d'octobre 1989, l'Office avait émis 15 ordonnances à court terme, dont huit à Union, et le reste à Consumers Gas, Esso Ressources, Brymore Energy et St. Clair Pipelines Ltd. Nous prévoyons que les importations atteindront quelque 100 pétajoules d'ici à 1991.

En 1988, l'Office a approuvé une demande de St. Clair Pipelines Ltd. visant la construction et l'exploitation d'un gazoduc de 700 mètres reliant les installations de Michigan Consolidated Gas Company ("MichCon") à celles de Union, dans le sud-ouest de l'Ontario. Les nouvelles installations offriront aux consommateurs de gaz de l'Est du Canada un nouveau lien direct avec les grandes régions productrices des États-Unis, par l'intermédiaire de transporteurs à libre accès, ainsi qu'avec d'autres installations de stockage du gaz aux États-Unis. En outre, les installations de St. Clair permettront le transport du gaz dans l'une ou l'autre direction, ce qui ne peut qu'améliorer la souplesse et l'efficacité d'exploitation des réseaux pipeliniers de MichCon et de Union.

Les nouvelles installations devraient pouvoir entrer en service d'ici à la fin de 1989 et offriront au départ une capacité d'importation supplémentaire de quelque 70 pétajoules par an. Si d'autres installations de compression sont ajoutées aux réseaux de Union et de MichCon, la capacité totale d'importation pourrait atteindre 345 pétajoules par an. Cela permettra une plus grande diversification des sources d'approvisionnement, et les acheteurs de l'Est du Canada auront une plus grande liberté de

manoeuvre dans leurs négociations avec les fournisseurs de l'Ouest du Canada. La disponibilité des importations pour les consommateurs de gaz de l'Est du Canada et la disponibilité du marché de l'exportation pour les producteurs de gaz de l'Ouest canadien signifient que, lors de l'expiration des contrats entre WGML et les SDL, on peut s'attendre à ce que les nouveaux prix à négocier seront fortement influencés par les prix du gaz aux États-Unis.

3.4 Offre

Nous examinons ici les approvisionnements en gaz naturel à l'horizon 1991. Cette section comprend:

(i) un examen des réserves établies,
(ii) un examen de la situation contractuelle visant ces réserves,
(iii) un aperçu général des récentes activités d'exploration et de développement,
(iv) un examen des additions prévues aux réserves jusqu'en 1991,
(v) une analyse de la capacité de production à court terme.

(i) Réserves établies

L'Office a basé ses estimations des réserves sur des analyses indépendantes réalisées par son personnel et comprenant des données provenant de nombreuses sources, dont les régies provinciales, les producteurs, les expéditeurs et les rassembleurs. Ces estimations tiennent compte des résultats des analyses réalisées par l'Office sur le rendement de tous les gisements producteurs, et des évaluations volumétriques périodiques d'un grand nombre des plus grands gisements inexploités. L'Office accepte généralement les estimations des régies provinciales pour ce qui est des réserves des plus petits gisements inexploités.

Les réserves établies restantes dans les zones de production traditionnelles ont quelque peu baissé (de deux pour cent): alors qu'elles étaient de 72 exajoules à la fin de 1987, elles n'étaient plus que de 70,6 exajoules à la fin de 1988 (tableau 3-8 à la page 67). Ce déclin des réserves restantes fait suite à une production annuelle record de 3,6 exajoules en 1988. La production cumulative du Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien ("BSOC") était de 67,1 exajoules à la fin de 1988.

Dans sa décision d'août 1989 concernant les exportations de gaz du delta du Mackenzie[1], l'Office a reconnu qu'il existait des réserves établies de gaz de quelque 11,4 exajoules dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. Les autres régions pionnières comprennent les îles de l'Arctique et la zone au large de la côte est.

Alberta

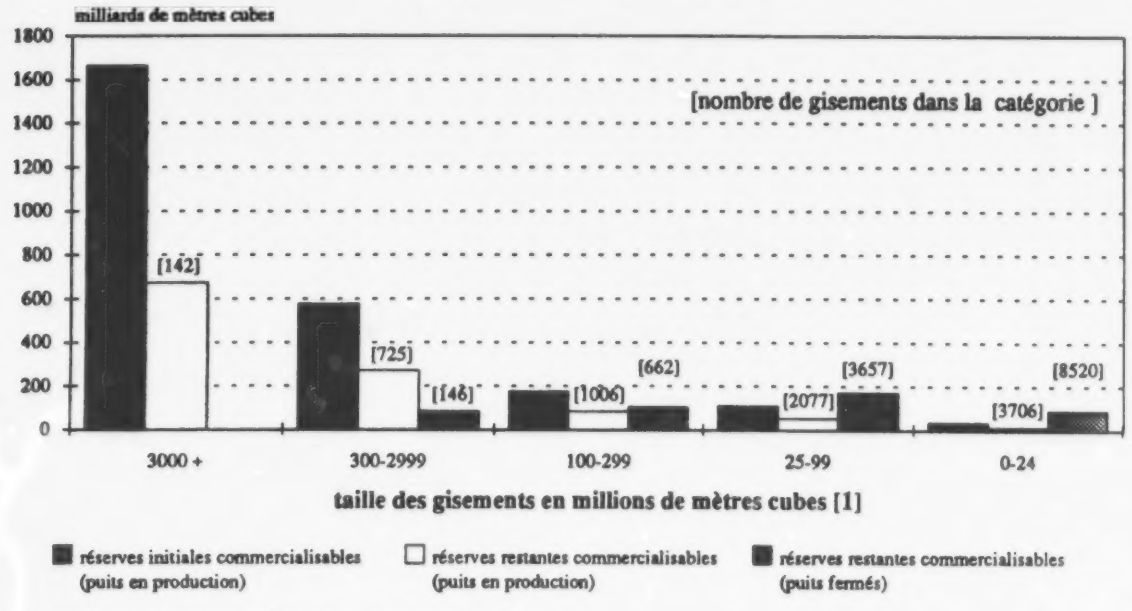
Environ 85 % des réserves établies restantes dans les zones traditionnelles du Canada, soit 60 exajoules, sont situées en Alberta, dans un nombre relativement petit de grands gisements. Bien que la majeure partie du gaz produit jusqu'à présent provienne des plus grands gisements, ces mêmes gisements contiennent la majorité des réserves établies restantes (figure 3-11). Près des deux tiers des réserves établies restantes de l'Alberta se trouvent dans un millier de gisements, dont chacun a des réserves initiales égales ou supérieures à 300 millions de mètres cubes.[2,3] L'autre tiers est réparti entre quelque 20 000 gisements, dont les réserves initiales sont inférieures à 300 millions de mètres cubes.

Un tiers seulement de ces petits gisements sont actuellement productifs. Un grand nombre de petits gisements inexploités sont répartis dans l'ensemble de l'Alberta. Dans de nombreux cas, il faudrait investir dans des installations d'exploitation et de collecte pour raccorder ces gisements aux marchés.

1. *Motifs de décision, Esso Ressources Canada Limitée, Shell Canada Limitée, Gulf Canada Ressources Limitée, GH-10-88*, août 1989.
2. Un pétajoule équivaut à 26 millions de mètres cubes environ.
3. La capacité de gisement dont il est question ici et dans l'examen qui suit est basée sur les réserves établies initiales de gaz commercialisable.

Figure 3-11

Distribution, par taille de gisement, des réserves en Alberta



[1] basée sur les réserves initiales établies commercialisables

Pour étudier la répartition géographique des réserves de l'Alberta, nous avons divisé la province en cinq régions (figure 3-12). Ces régions, choisies en fonction de leur type géologique et des coûts d'exploration et de développement qui leur sont propres, vont de la région de gaz acide des avant-monts et de Deep Basin jusqu'à la région de gaz peu profond du sud-est de l'Alberta. Il existe très peu de réserves dans les parties le plus au nord des régions du Centre et de l'Est. La région du Centre comprend la plus grande proportion des réserves restantes, le reste étant réparti de façon plus ou moins uniforme entre les autres régions de la province (figure 3-13).

Quelle que soit la région, l'âge géologique tend à augmenter avec la profondeur. La répartition des réserves de l'Alberta en fonction de leur âge géologique montre que 41 % environ des réserves restantes de l'Alberta se trouvent dans les horizons du Crétacé inférieur, dans des gisements dont les réserves moyennes sont de quelque

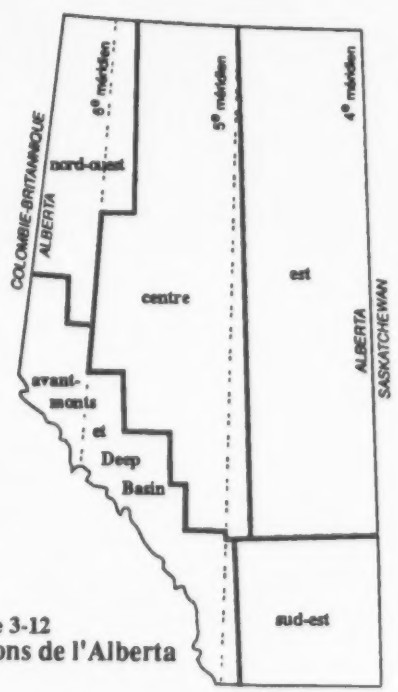


Figure 3-12
Régions de l'Alberta

Figure 3-13

Distribution géographique des réserves en Alberta

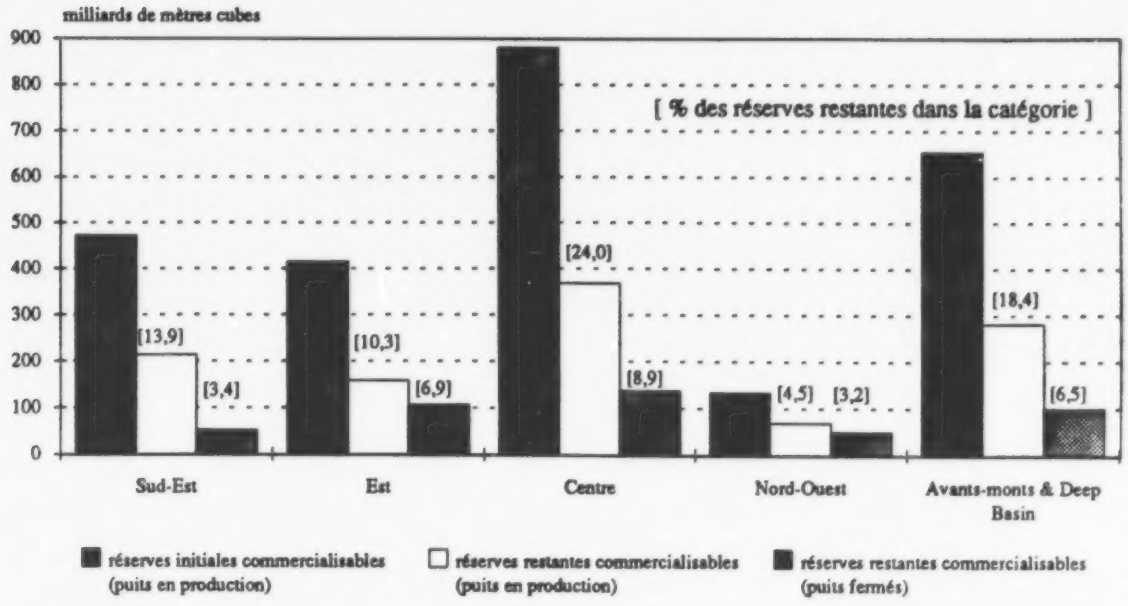
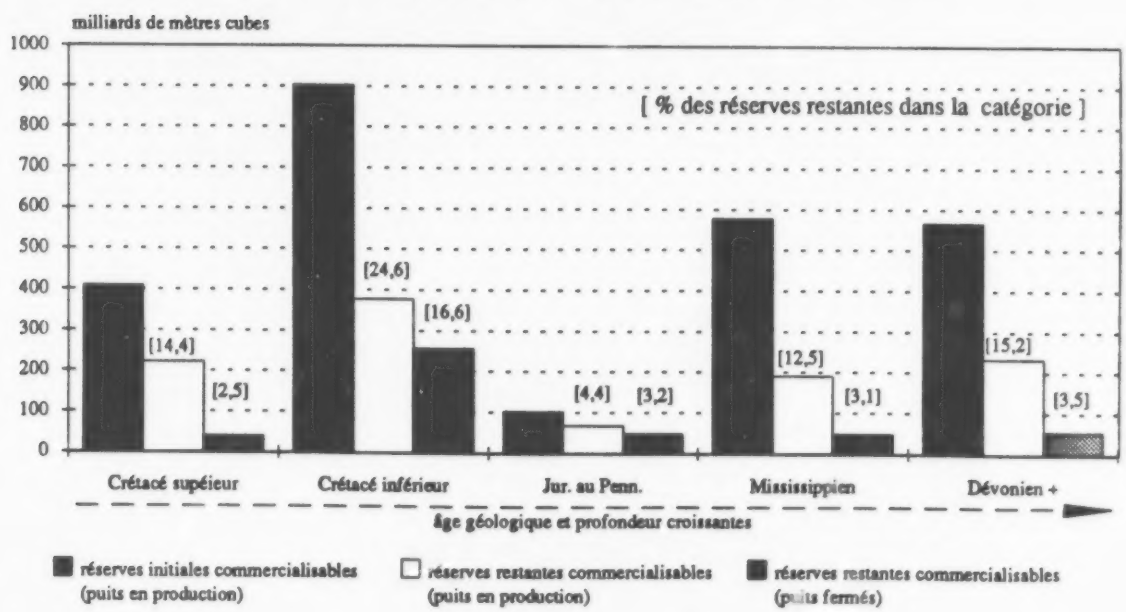


Figure 3-14

Distribution, par âge géologique, des réserves en Alberta



80 millions de mètres cubes (figure 3-14). Les horizons, plus profonds, du Jurassique, ainsi que les horizons plus anciens, contiennent 42 % environ des réserves restantes, dans des gisements dont les réserves moyennes sont de quelque 400 millions de mètres cubes. Les zones du Crétacé supérieur, dont plus de la moitié sont les zones de faible productivité de Milk River, Medicine Hat et Second White Specks, contiennent les autres réserves restantes (17 %) de l'Alberta. Ces 160 gisements peu profonds et à faible productivité sont grands tant en superficie qu'en volume des réserves: la moyenne est de plus de 1 700 millions de mètres cubes par gisement.

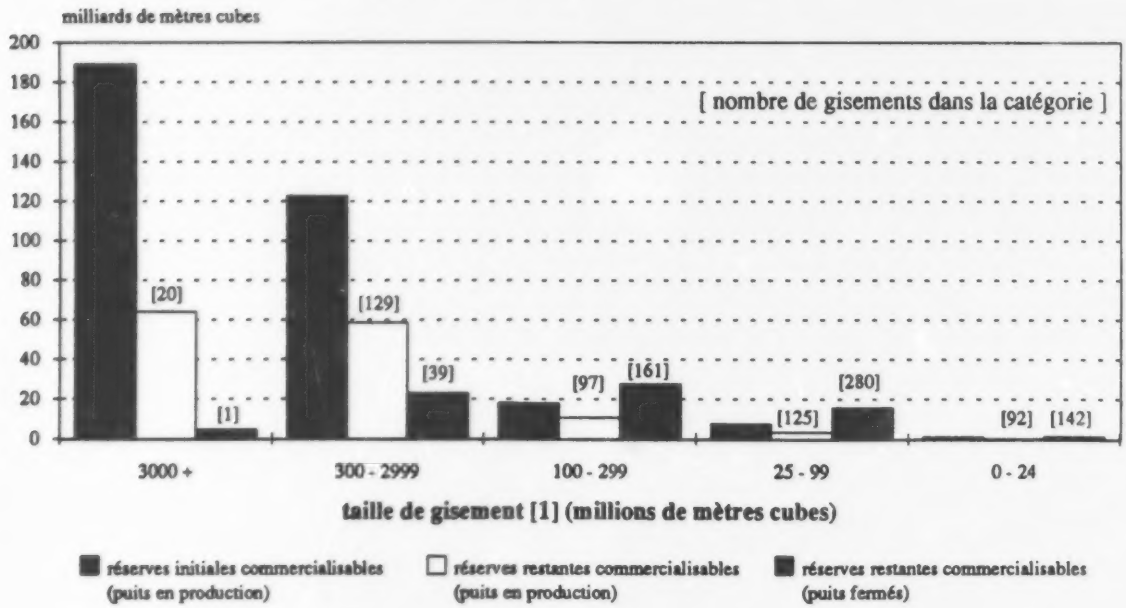
Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique vient au second rang des zones productrices traditionnelles du Canada. Les quelque 8,1 exajoules de réserves établies de la province, qui correspondent à 11 % des réserves établies restantes du BSOC, sont contenus dans 1 100 gisements environ. Près des trois quarts des réserves restantes de la Colombie-Britannique se trouvent dans quelque 190 gisements, qui comportent chacun des réserves initiales d'au moins 300 millions de mètres cubes (figure 3-15). Les réserves initiales moyennes des gisements de la Colombie- Britannique, près de 400 millions de mètres cubes, dépassent de loin celles des gisements de l'Alberta, qui sont de quelque 150 millions de mètres cubes.

Une grande proportion des réserves de la Colombie-Britannique sont situées à une profondeur intermédiaire, dans des zones géologiques allant du Jurassique au Pennsylvanien (figure 3-16). Cette situation est fort différente de celle de l'Alberta, où ces horizons renferment très peu de gaz et où la majeure partie des réserves se trouvent dans des horizons du Crétacé. Les récentes activités d'exploration devraient mener à la décou-

Figure 3-15

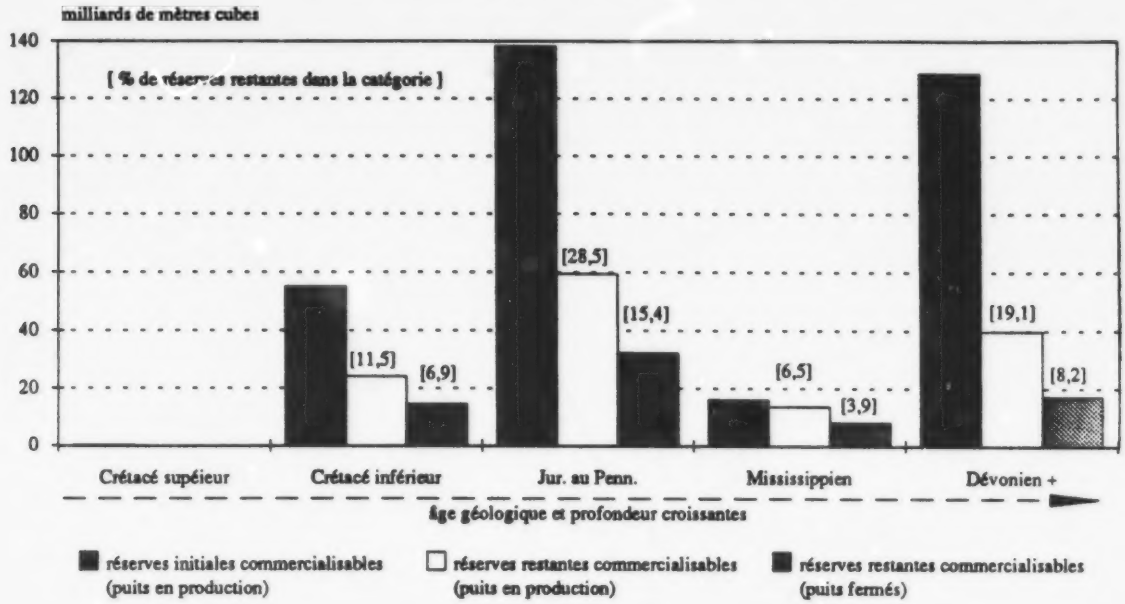
Distribution, par taille de gisement, des réserves en C.-B.



[1] basée sur les réserves initiales établies commercialisables.

Figure 3-16

Distribution, par âge géologique, des réserves en C.-B.



verte d'un plus grand nombre de réserves du Crétacé inférieur en Colombie-Britannique.

Saskatchewan

Les réserves établies de la Saskatchewan s'élèvent à quelque 2,4 exajoules, soit moins de 4 % des réserves restantes du Canada dans le BSOC. Toutefois, les récents changements de politique qui ont facilité la vente du gaz de la Saskatchewan sur les marchés de l'Est ont entraîné un regain de l'exploration et du développement. En 1988, les additions aux réserves ont dépassé la production, amenant les réserves restantes à enregistrer un gain net de 12 % environ entre 1987 et 1988. La plupart des réserves de la Saskatchewan se trouvent dans une quarantaine de gisements dont les réserves initiales sont d'au moins 300 millions de mètres cubes et dont la moitié sont des gisements peu profonds, relativement vastes et à faible productivité (figures 3-17 et 3-18).

(ii) Situation contractuelle des réserves

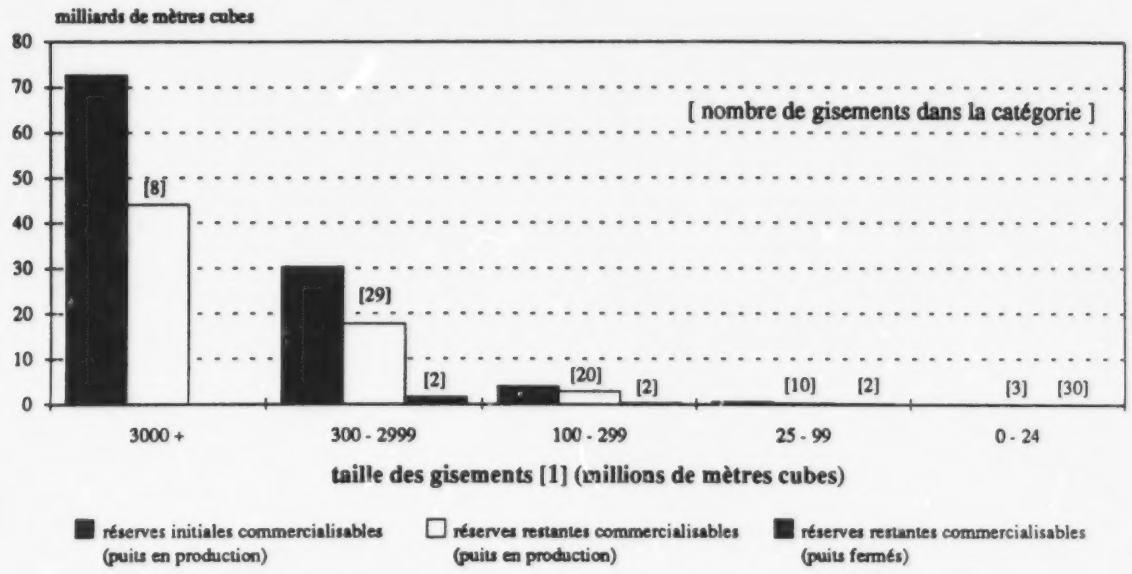
Autrefois, il incombait aux grandes sociétés pipelinières de s'assurer par contrat des approvisionnements suffisants en gaz pour répondre aux besoins de leurs clients en aval. Pour que le financement des pipelines repose sur des bases solides et pour que les producteurs aient des rentrées minimales garanties, les contrats d'approvisionnement en gaz[1] étaient généralement à long terme, le plus souvent pour une période de 20 à 25 ans. Autrement dit, la majeure partie des réserves de gaz établies étaient destinées aux grandes sociétés pipelinières ou à leurs filiales, en vertu de contrats d'approvisionnement à long terme, tant pour la vente au Canada que pour la vente à l'exportation.

Depuis l'Entente d'octobre 1985, les contrats d'approvisionnement visant le gaz destiné à être vendu au Canada tendent à être à plus court terme, en raison de la multiplication des contrats d'achat direct. En règle générale, les contrats à plus court terme sont limités aux utilisateurs directs, tandis que les SDL ont, au cours de l'année écoulée, prolongé la durée des contrats d'approvision-

1. Des contrats d'approvisionnement en gaz sont des contrats d'achat de gaz à des producteurs.

Figure 3-17

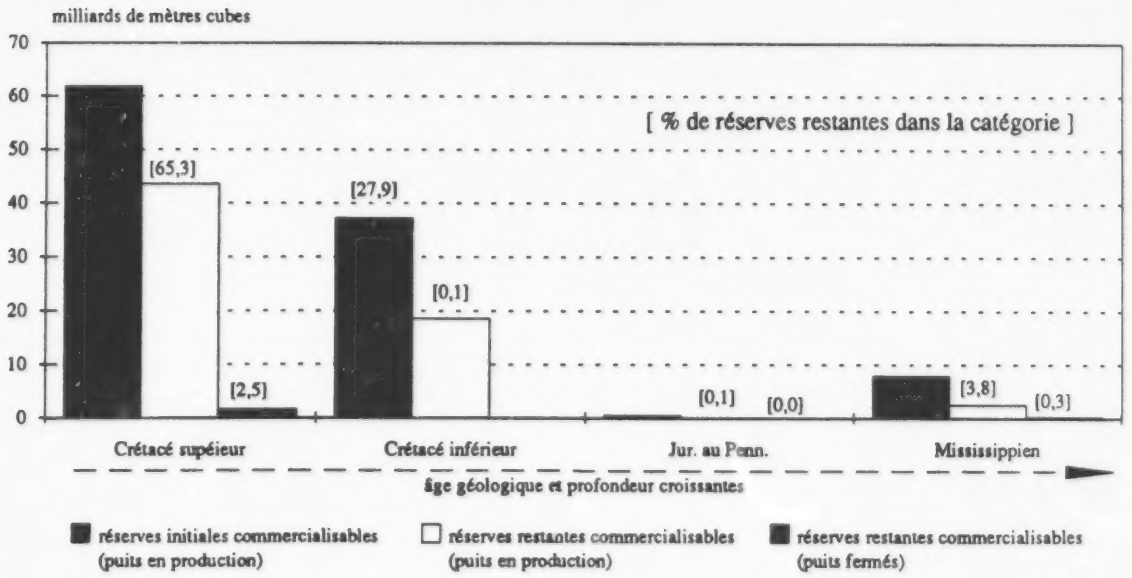
Distribution, par taille de gisement, des réserves en Saskatchewan



[1] basée sur les réserves initiales établies commercialisables.

Figure 3-18

Distribution, par âge géologique, des réserves en Saskatchewan



nement garanti qu'elles avaient signés avec WGML et d'autres fournisseurs.

Par contre, dans le cas du gaz destiné à être exporté aux États-Unis, les contrats d'approvisionnement sont restés à long terme dans la plupart des cas. Bien que les contrats d'approvisionnement en gaz canadien destiné à l'exportation aux États-Unis soient généralement à long terme, le marché américain est, dans son ensemble, semblable au marché canadien, en ce sens que le gaz vendu sur le marché intérieur fait l'objet d'une diversité de contrats d'approvisionnement à court terme et à long terme.

Depuis un an, les ventes à l'exportation reposent de plus en plus sur un approvisionnement futur en gaz visé par des contrats de développement et des garanties de sociétés.

Un contrat de développement est différent d'un contrat traditionnel d'achat de gaz en ce que toutes les réserves ne sont pas établies au moment où il est signé. En vertu d'un contrat de développement, le producteur réserve à l'acheteur certains terrains à développer où il détient à la fois des réserves établies et des droits d'exploration et de développement pour la mise en valeur de nouvelles réserves. Un contrat de développement précise une date de première livraison qui donne au producteur le temps de découvrir et de développer des réserves sur ses terrains et de mettre en place des installations de production.

Un contrat de développement peut prévoir que l'acheteur et les producteurs effectueront une étude conjointe des réserves et de la capacité de débit dans les terrains à développer. Si cette étude établit que les réserves ou la capacité de débit sont insuffisantes pour le volume initialement prévu au contrat, le producteur dispose d'une période donnée (un an par exemple) pour résoudre le problème, sinon la quantité contractuelle quotidienne peut être réduite au gré de l'acheteur. Inversement, si l'étude indique que les réserves ou la capacité de débit dépassent le volume prévu au contrat, l'acheteur dispose d'une certaine période (par exemple 60 jours) pour décider de prendre les volumes excédentaires.

Un exemple de recours aux contrats de développement pour les ventes à l'exportation est donné dans la demande d'extension de la licence d'exportation (GL-99) de l'Alberta and Southern Gas Co. Ltd.("A & S"), que l'Office a approuvée en partie en mai 1989.[1] Dans sa décision, l'Office a jugé que le recours aux contrats de développement constituait une bonne pratique commerciale, ainsi qu'un moyen innovateur et pratique de s'assurer que les approvisionnements futurs répondront aux besoins, en encourageant le développement rentable de nouvelles réserves. L'Office a estimé que les contrats de développement encourageraient les producteurs à prospecter et développer de nouvelles réserves de gaz en temps opportun pour répondre à la demande du marché, contribuant ainsi à garantir des taux de prise raisonnables en vertu des contrats d'achat de gaz. Quand il lui a fallu décider si les approvisionnements potentiels visés par les contrats de développement pouvaient être acceptés à l'appui de la délivrance de licences, l'Office a estimé que les contrats de développement déposés à l'appui d'une demande devraient remplir certaines conditions minimales. L'Office a indiqué qu'il s'attendrait qu'un contrat de développement se rapporte normalement à des terrains renfermant des réserves établies, mais offrant aussi une possibilité raisonnable de découverte de nouvelles réserves.

Le contrat de développement est un exemple des nouveaux moyens adoptés par les acheteurs pour s'assurer des approvisionnements en gaz naturel à long terme, et offre aussi certains avantages aux producteurs.

---

1. *Office national de l'énergie - Motifs de décision relativement à Alberta and Southern Gas Co. Ltd. - Demande présentée en vertu de l'article 21 de la Loi sur l'Office national de l'énergie, visant à modifier la licence d'exportation de gaz naturel GL-99, GH-5-88*, mai 1989.

Alberta

Il ressort de l'analyse ci-dessous que 85 % environ des réserves établies restantes en Alberta sont affectées à des expéditeurs en vertu de contrats à long terme ou à court terme. Cela ne comprend pas les réserves qui pourraient rester encore à découvrir sur les terrains faisant actuellement l'objet de contrats. Plus de 15 % des réserves établies restantes visées par un contrat en Alberta ne sont pas exploitées.

Plus de la moitié des réserves établies restantes sont détenues par quatre grands rassembleurs: WGML, Pan-Alberta, A & S et ProGas. À l'heure actuelle, WGML détient quelque 2 500 contrats d'approvisionnement à long terme passés avec quelque 750 producteurs, pour 30 % environ des réserves établies restantes de l'Alberta. Pan-Alberta détient quelque 1 200 contrats d'approvisionnement à long terme passés avec 420 producteurs, pour 8 % environ des réserves restantes. A & S a 9 % environ des réserves établies restantes de l'Alberta en vertu de contrats à long terme, et ProGas Limited a 5 % environ des réserves restantes à contrat. La part des réserves établies restantes que WGML, Pan-Alberta et ProGas se sont assurée par contrat a légèrement baissé par rapport à 1987, tandis que celle d'A & S a augmenté légèrement.

En Alberta, la majorité des producteurs se sont engagés par contrat auprès des principaux expéditeurs, du moins dans l'immédiat. Un grand nombre des producteurs qui détiennent des réserves visées par un contrat avec WGML seront en mesure d'annuler leur contrat en 1994, à condition de signifier leur intention de ce faire d'ici au 1er novembre 1990. En vertu de l'accord TOPGAS en vigueur, qui doit venir à échéance en novembre 1994, WGML ne peut s'assurer des approvisionnements en gaz supplémentaires par contrat à moins de pouvoir démontrer qu'elle a besoin d'approvisionnements supplémentaires à court terme pour répondre à des besoins immédiats ou qu'elle a besoin d'approvisionnements à long terme pour répondre aux besoins au-delà de 1994. Après novembre 1990, quand WGML saura quels producteurs ont décidé de ne pas annuler leurs contrats, elle aura 4 ans pour établir ses besoins au-delà de 1994, pour s'assurer par contrat de nouveaux approvisionnements en gaz et pour prendre les dispositions nécessaires au transport sur le réseau de NOVA. Cela pourrait toucher l'approvisionnement étayant les contrats, notamment ceux passés entre WGML et les distributeurs de l'Est du Canada.

Les autres volumes visés par des contrats sont destinés à d'autres expéditeurs en vertu d'accords à long terme et à court terme. Les consommateurs de l'Alberta, d'autres provinces et des États-Unis comptent parmi les utilisateurs ultimes de ce gaz.

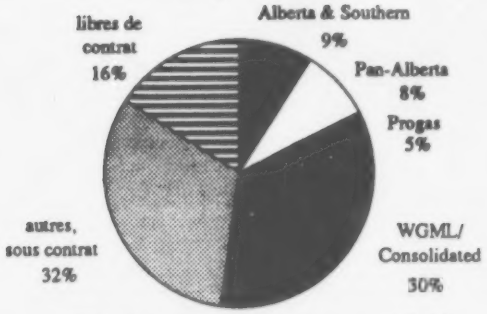
Notre analyse des réserves faisant l'objet de contrats en Alberta est basée sur le rapport annuel de l'OCREA sur les acheteurs de gaz, qui lui-même repose sur les descriptions des terrains fournies à l'OCREA. Ce rapport n'indique les réserves visées par un contrat que si elles font l'objet d'un permis d'acheminement de l'Alberta (c'est-à-dire sont destinées aux marchés interprovinciaux ou à l'exportation) ou l'objet d'un contrat avec une grande entreprise de services publics de l'Alberta. En conséquence, un grand nombre de ventes intraprovinciales sont indiquées "libres de contrat" dans le rapport sur les acheteurs de gaz. Comme plus de la moitié des réserves libres de contrat dont fait état ce rapport sont actuellement exploitées, nous avons supposé que tout gisement en exploitation faisait l'objet d'un contrat. Cette supposition a pour effet de faire passer de 65 % à 85 % la part des réserves établies visées par un contrat.

À mesure que viennent à échéance les contrats à court terme, certains volumes de gaz visés par un contrat cessent d'en faire l'objet, et il est donc difficile d'estimer exactement quelle quantité de gaz est disponible pour de nouvelles ventes à un moment donné. Par ailleurs, l'Alberta compte environ six exajoules comme réserves de gaz reportées. Ces réserves de gaz établies ne sont pas disponibles pour la vente, généralement

Figure 3-19

État contractuel des réserves restantes en Alberta [1]

au 1er janvier 1989

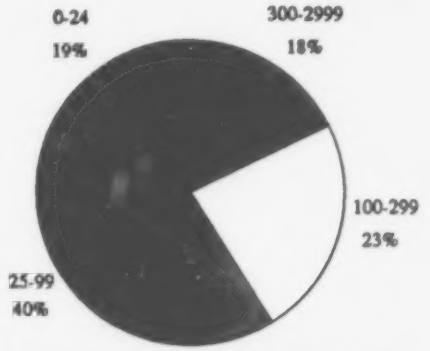


[1]Les réserves restantes de gaz commercialisables de l'Alberta atteignent quelque 60 EJ.

·19, 3-2(

Figure 3-20

Distribution, par taille de gisement, des réserves libres de contrat en Alberta [1]



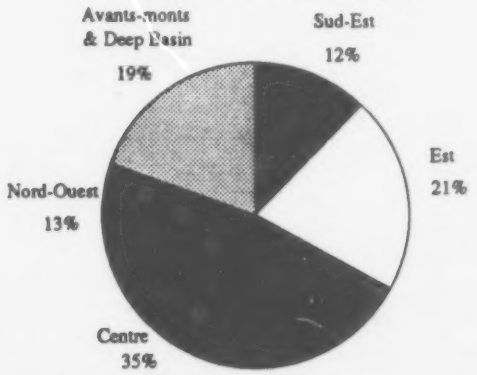
(taille des gisements en millions de mètres cubes[2])

[1] Les réserves restantes, libres de contrat, de gaz commercialisables de l'Alberta sont estimées à quelque 9 EJ. (se reporter au texte pour connaître les hypothèses étayant cette estimation).

[2] La taille des gisements est fondée sur les réserves initiales établies de gaz commercialisables.

Figure 3-21

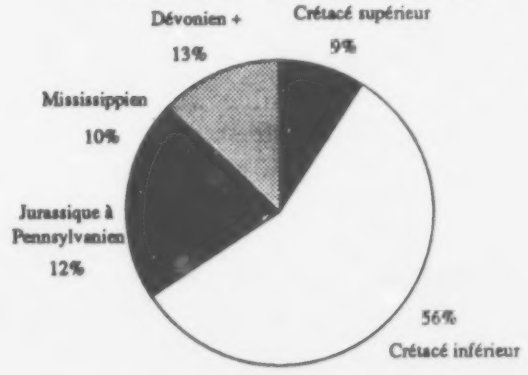
Distribution géographique des réserves libres de contrat en Alberta [1]



[1] Les réserves restantes, libres de contrat, de gaz commercialisables de l'Alberta sont estimées à quelque 9 EJ. (se reporter au texte pour connaître les hypothèses étayant cette estimation).

Figure 3-22

Distribution, par âge géologique, des réserves libres de contrat en Alberta [1]



[1] Les réserves restantes, libres de contrat, de gaz commercialisables de l'Alberta sont estimées à quelque 9 EJ. (se reporter au texte pour connaître les hypothèses étayant cette estimation).

parce que le gaz produit est réinjecté pour la récupération assistée de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel. D'après notre définition, ces réserves sont considérées faire l'objet d'un contrat quand elles sont exploitées dans le cadre de leur propre plan de récupération assistée. Il se peut toutefois qu'elles ne fassent pas l'objet de contrat s'il n'y a pas de production *nette* disponible pour la vente. Aussi est-il possible que nous ayons quelque peu surestimé les réserves visées par des contrats.

Nous sommes conscients des limites de cette analyse et nous étudions actuellement divers moyens de mieux analyser la situation contractuelle des réserves établies. Cela comprendrait une évaluation des accords d'approvisionnement étayant les ventes directe. Nous croyons comprendre que ces données ne sont pas facilement disponibles et que des efforts devront être faits pour les receuillir de concert avec l'industrie.

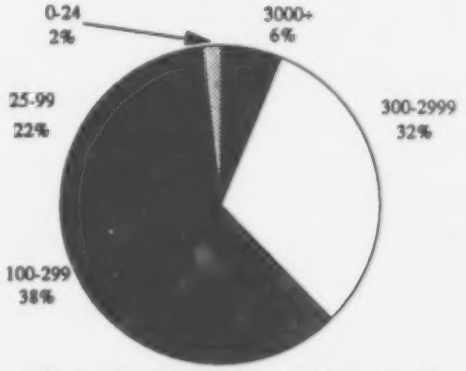
Selon nos hypothèses, il y aurait en Alberta 9 exajoules au moins de réserves libres de contrat, ce qui correspond à 16 % environ des réserves restantes de cette province (figure 3-19). Ces réserves sont contenues dans plus de 8 000 gisements. Plus de la moitié de ces réserves libres de contrat sont dans des gisements dont les réserves initiales sont inférieures à 100 millions de mètres cubes, le gisement moyen renfermant moins de 30 millions de mètres cubes (figure 3-20). Les réserves libres de contrat sont réparties plus ou moins uniformément dans la province, mais il y en a une plus grande proportion dans le centre de l'Alberta (figure 3-21). Plus de la moitié des réserves libres de contrat sont contenues dans des formations du Crétacé inférieur, généralement caractérisées par de plus petits gisements à taux de production initiaux relativement bons (figure 3-22).

Colombie-Britannique

La situation en Colombie-Britannique est particulière en ce que, jusqu'en 1984, tous les contrats d'achat de gaz passés avec les producteurs de la province étaient détenus par une société provinciale de la Couronne, la British Columbia Petroleum Corporation. Cette année-là, le gouvernement de la province a pour la première fois autorisé la vente directe de gaz à l'exportation, et, en 1986, la vente directe de gaz dans la province. Les ventes directes de gaz de la Colombie-Britannique ont grimpé rapidement au cours des deux dernières années, et un certain nombre de parties, dont des clients industriels de la Colombie-Britannique, Westcoast Energy Inc. et A & S, ont maintenant signé des contrats d'approvisionnement en gaz avec les producteurs. Comme dans le cas de l'Alberta, nous avons supposé que tous les gisements en exploitation peuvent être considérés comme des réserves de gaz établies visées par des contrats. Selon cette hypothèse, les contrats viseraient donc quelque cinq exajoules, soit 65 % des réserves de gaz établies de la Colombie-Britannique. BCPC détient encore 85 % environ de ces réserves. Contrairement à ce qui se passe en Alberta, près des deux tiers des réserves inexploitées sont, en Colombie-Britannique, contenues dans des gisements de plus de 100 millions de mètres cubes, le gisement moyen renfermant des réserves initiales de 115 millions de mètres cubes (figure 3-23).

Figure 3-23

Distribution, par taille de gisement, des réserves inexploitées en C.-B. [1]



(taille des gisements en millions de mètres cubes [2])

[1] Les réserves restantes inexploitées de gaz commercialisable en C.-B. atteignent quelque 2,8 EJ.

[2] La taille des gisements est fondée sur les réserves initiales établies de gaz commercialisable.

Saskatchewan

Quarante-deux pour cent environ des réserves établies de la Saskatchewan, qui totalisent 2,4 exajoules, font l'objet de contrats passés avec Provincial Gas Ltd., et sont en grande partie destinées à être consommées dans la province même. Une autre tranche de 5 % est réservée aux ventes directes à l'intérieur de la province. Depuis l'entrée en vigueur de l'Entente du 31 octobre 1985, le gouvernement de la Saskatchewan appuie fortement les ventes extraprovinciales. A l'heure actuelle, près de 14 % des réserves établies de la province sont destinées, dans le cadre de contrats, à être vendues à l'extérieur de la province. Au total, 61 % environ des réserves de gaz établies de la Saskatchewan, soit 1,5 exajoule, font actuellement l'objet de contrats.

En février 1987, la Saskatchewan Power Corporation ("SPC") a renégocié les contrats passés avec les producteurs pour faire réduire de 20 % les taux de prise qui y étaient prévus, ce qui a libéré une grande partie du gaz de la province pour le marché des ventes directes. En outre, le 1er mai 1988, la SPC a vendu 830 pétajoules environ de ses propres réserves de gaz à SaskOil Ltd. Alors que ces réserves étaient auparavant destinées exclusivement à la consommation propre de la SPC, SaskOil peut maintenant vendre ce gaz à l'intérieur comme à l'extérieur de la province.

(iii) Récentes activités d'exploration et de développement

Pendant les trois premiers trimestres de 1989, les activités d'exploration et de développement de l'industrie pétrolière ont été inférieures à celles de la même période en 1988. Cette baisse est mise en évidence par un certain nombre d'indices, dont les sommes consacrées à l'achat de terrains, les études géophysiques et les activités de forage.

Un certain nombre de facteurs expliquent cette baisse des activités d'exploration et de développement:

- le pessimisme qui règne à propos des prix futurs du pétrole et du gaz,
- la fin des programmes d'encouragement fédéraux et provinciaux,
- les effets des fusions et des rachats,
- l'accent actuellement mis sur la rationalisation des intérêts de production et sur la réduction des coûts.

Malgré la baisse globale de l'activité, de nombreuses entreprises ont augmenté leurs efforts d'exploration et de développement relativement au gaz naturel, comme en témoigne l'augmentation des sommes investies dans l'achat de terrains jugés pouvoir renfermer du gaz naturel et dans l'exploration sismique sur ces terrains. Le nombre de complétions de puits de gaz a augmenté de 27 % et de 55 % respectivement en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. En Alberta, il a baissé de quelque 20 %. Toutefois, le nombre de complétions est passé de 25 % de tous les puits forés pendant les trois premiers trimestres de 1988 à 35 % de tous les puits forés pendant la même période en 1989. Cela mène à penser que les débouchés qui s'ouvrent sur le marché, l'attente d'une reprise des prix et la possibilité de la découverte de gisements importants de gaz naturel donnent lieu à un regain de l'activité d'exploration et de développement relativement au gaz naturel.

Les activités d'exploration et de développement relativement au gaz naturel étant minimales au Manitoba, nous n'en avons pas parlé dans l'examen ci-dessus des activités dans l'Ouest du Canada.

***Achat de terrains** (figure 3-24)*

Dans l'ensemble, les sommes investies dans des terrains dans l'Ouest du Canada pendant les trois premiers trimestres de 1989 ont baissé par rapport à 1988: à la fin de septembre 1989, les ventes de terrains en Alberta totalisaient 276 millions de dollars, alors qu'elles avaient été de 427 millions de dollars pendant la même période de l'année précédente. Toutefois, en 1989 l'attention s'est surtout concentrée sur les terrains présentant de très bonnes possibilités en gaz.

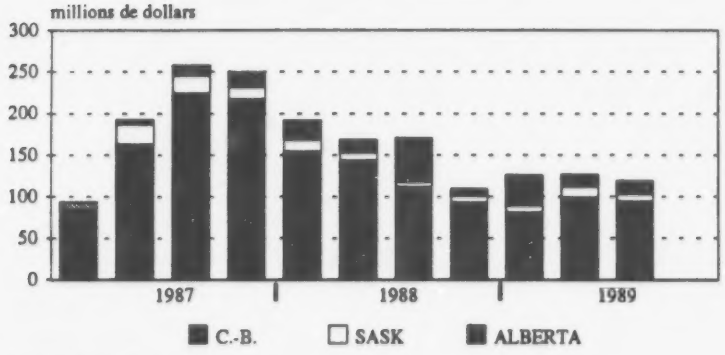
En Colombie-Britannique, les ventes de terrains ont totalisé 66 millions de dollars pendant les neuf premiers mois de 1989, alors qu'elles étaient de 92 millions de dollars pendant la même période de 1988.

En Saskatchewan, la vente de terrains considérés prometteurs pour le gaz naturel a dépassé 12 millions de dollars pendant la première moitié de 1989, c'est-à-dire a presque atteint les 13 millions de dollars qu'a rapportés la vente des droits d'extraction de gaz pour la totalité de 1988.

***Études géophysiques** (figure 3-25)*

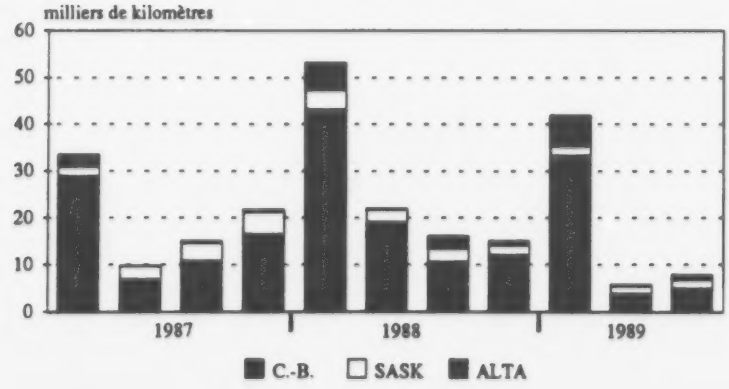
Pendant les trois premiers trimestres de 1989, les entreprises de géophysique ont effectué des levés sismiques sur quelque 60 000 kilomètres, ce qui correspond aux trois quarts des activités enregistrées pendant la même période en 1988. L'activité géophysique a augmenté seulement en Colombie-Britannique par rapport à 1988. Dans le BSOC, les recherches sismiques se poursuivent surtout dans les régions que l'on considère avoir un potentiel de gaz naturel.

Figure 3-24
Dépenses, par province, pour la vente de terrains



Source: Daily Oil Bulletin

Figure 3-25
Activité géophysique par province



Source: Geo-Plat Bulletin

Activités de forage

Nous avons examiné deux indices différents de l'activité de forage.

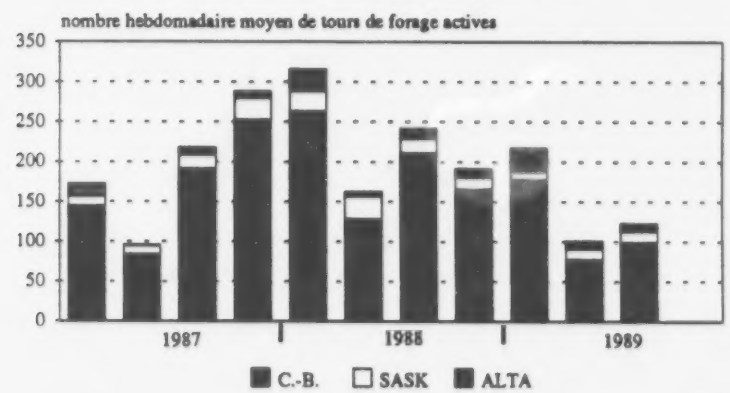
Le premier indice est le nombre hebdomadaire moyen de tours de forage actives, par trimestre. La moyenne pour les trois premiers trimestres de 1989 était de 161 par rapport aux quelque 500 disponibles, ce qui est la plus faible valeur enregistrée dans les années 80 (figure 3-26). Ce recul est survenu en majeure partie en Alberta.

Le deuxième indice de l'activité de forage est le nombre de puits qu'on a fini de forer chaque trimestre (figure 3-27) et, plus précisément, le nombre de complétions de puits de gaz[1] par trimestre (figures 3-28 et 3-29).

1. Le nombre total de puits forés est le nombre de puits dont le forage a été terminé pendant le trimestre en question, et comprend tant les puits complétés que les puits secs. On fait une distinction entre les puits complétés qui produisent du pétrole et ceux qui produisent du gaz.

Figure 3-26

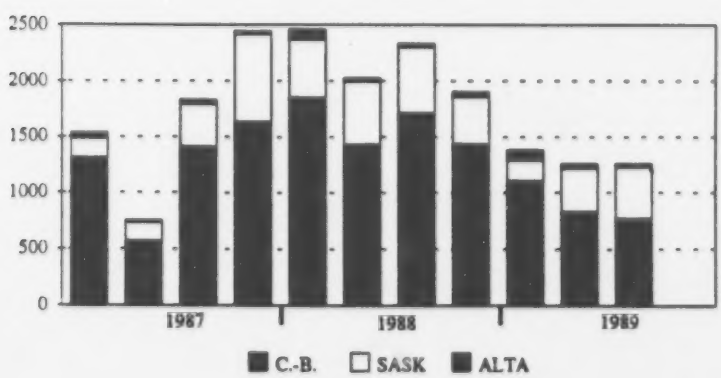
Activité de forage par province



Source: Oilweek

Figure 3-27

Puits forés par province



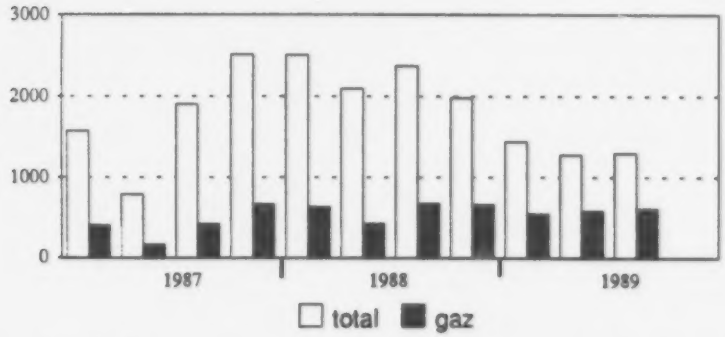
Source: Oilweek

Un total de 4 014 puits ont été forés au Canada pendant les neuf premiers mois de 1989, ce qui correspond à une réduction de 40 % par rapport aux 6 961 puits forés pendant les neuf premiers mois de 1988. Malgré la baisse du nombre total de puits forés, les complétions de puits de gaz, en pourcentage du nombre de puits forés, sont passées de 25 % pendant les neuf premiers mois de 1988 à plus de 40 % pendant les neuf premiers mois de 1989. En conséquence, le nombre de complétions de puits de gaz est resté relativement stable: 1 730 puits environ.

En Alberta, 935 puits de gaz (35 % du total des puits forés) ont été complétés pendant les neuf premiers mois de 1989. Pendant la même période de 1988, il y en avait eu 1 209 (25 % du total).

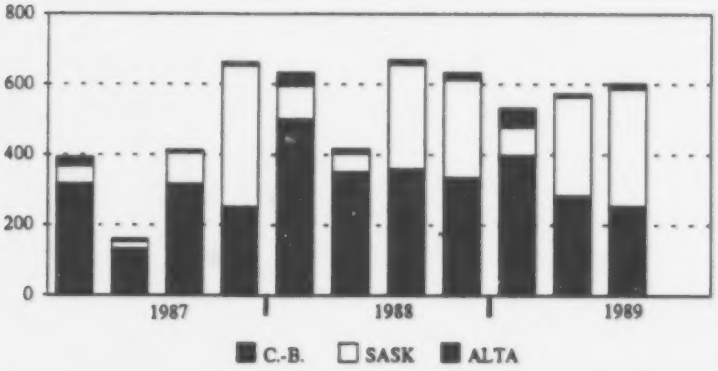
Les récentes activités d'exploration et de développement dans la province se sont surtout poursuivies dans les régions indiquées à la figure 3-30. La perspective de grands gisements, d'un fort potentiel de production et d'une forte teneur en soufre et en liquides de gaz naturel a fait de la région Caroline une zone de prospection intéressante, notamment pour les grosses entreprises, et ce, malgré les frais du forage de puits à grande profondeur. La perspective de zones productrices multiples et d'un bon potentiel de production a suscité l'intérêt dans les régions de Pine Creek, Sylvan Lake et Karr/Gold Creek.

Figure 3-28
Comparaison de la totalité des puits forés et des puits complétés de gaz



Source: Oilweek

Figure 3-29
Puits de gaz complétés par province



Source: Oilweek

L'accès aux installations en place et, par conséquent, aux marchés, la taille des gisements et un bon potentiel de production ont suscité l'intérêt dans les régions de Cranberry et de Doe Creek. Dans le nord-est, la proximité du pétrole lourd et des usines de sables bitumineux (qui ont besoin de gaz pour combustible), la grande taille des gisements et la faible profondeur ont attiré l'activité vers les régions de Foster Creek/ Hangingstone.

Pendant les neuf premiers mois de 1989, 79 puits de gaz ont été complétés en Colombie-Britannique, alors qu'il y en avait eu 62 pendant la même période de l'année précédente. La perspective de grands gisements et d'un bon potentiel de production a suscité l'intérêt dans les régions de Boundary Lake et de Bullmoose/Sukunka. La possibilité de zones productrices multiples et de bons taux de production ont attiré plusieurs compagnies aux régions Ring/Border. Nous prévoyons que le nord-est de la Colombie-Britannique continuera d'être une région d'exploration active.

En Saskatchewan, l'activité de forage a battu tous les records: 693 puits de gaz complétés pendant les trois premiers trimestres

Figure 3-30
Régions d'activité de forage d'envergure
C.-B. et Alberta

de 1989, contre 446 pendant la même période de l'année précédente. Ce regain de l'activité est en grande partie dû à la politique adoptée par le gouvernement de la Saskatchewan à propos de la vente du gaz, et aux risques moins élevés qu'on associe au forage peu profond, notamment dans le sud-ouest de la province. Il faut toutefois préciser que, par puits, les additions aux réserves qui découlent de ces activités de forage sont généralement faibles.

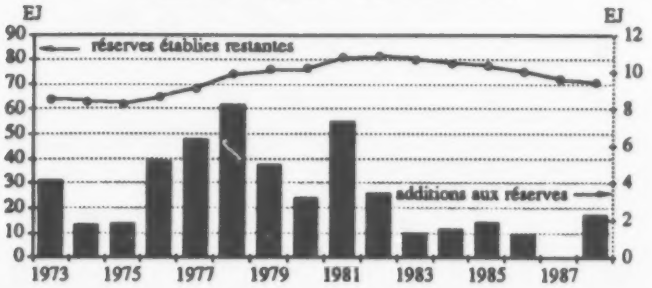
En résumé, malgré la baisse générale de l'activité entre janvier et septembre 1989 par rapport à la même période de 1988, il y a eu un certain nombre de signes prometteurs pour ce qui est de l'activité dans le secteur du gaz naturel. Pendant cette période, l'industrie canadienne du pétrole a, pour la première fois depuis 1982, foré plus de puits de gaz que de puits de pétrole. D'autres indices de l'activité font penser que l'industrie continuera à court terme de s'orienter davantage vers le gaz, en réponse à la croissance des marchés du gaz naturel, notamment aux États-Unis. La durée de cette tendance dépendra en grande partie des débouchés que penseront apercevoir sur le marché du gaz les diverses compagnies, en particulier les petites et moyennes entreprises, ainsi que la rentabilité de l'exploration et du développement dans les zones productives possibles.

(iv) Additions aux réserves

Pendant la période allant de 1986 à 1988, alors que le nombre de puits de gaz forés a augmenté chaque année, les additions aux réserves de gaz naturel ont varié: une addition de 1,3 exajoule en 1986, une réduction de 0,6 exajoule en 1987 et une addition de 2,3 exajoules en 1988. Pendant cette même période, les réserves établies restantes de gaz naturel ont baissé, passant de 75,7 exajoules à 70,6 exajoules (figure 3-31).

Les additions aux réserves comprennent deux éléments: les nouvelles découvertes et les révisions et augmentations des réserves existantes. De 1986 à 1988, le taux des nouvelles découvertes est resté relativement constant: 0,5 exajoule par an. Pendant la même période, les révisions et augmentations des réserves existantes ont beaucoup varié: une addition de 0,8 exajoule en 1986, une réduction de 1,0 exajoule en 1987 et une addition de 1,6 exajoule en 1988. La faible valeur enregistrée en 1986 et la réduction enregistrée en 1987 sont en partie attribuables à une révision à la baisse des réserves que l'on avait estimé exister dans les petits gisements de l'Alberta. Dans nos dernières prévisions des additions aux réserves, nous avons supposé que tous les rajustements nécessaires avaient été faits et que les estimations des réserves ne feront

Figure 3-31
Réserves établies restantes et additions aux réserves dans les régions traditionnelles



l'objet d'aucune révision majeure en 1989, 1990 ou 1991.

Les prix du gaz s'étant stabilisés et les marchés du gaz s'étant améliorés, nous prévoyons que l'activité de forage sera à son plus bas en 1989 avec un total de 5 600 puits environ, le niveau le moins élevé des années 80, avant d'amorcer une reprise. Nous pensons qu'on peut raisonnablement s'attendre que le nombre total de complétions passera à quelque 6 500 puits en 1990 et à 8 000 puits environ en 1991. On verrait dans ce cas augmenter le nombre de puits d'exploration et, partant, le nombre de nouvelles découvertes. Le total des additions aux réserves augmenterait lui aussi, à mesure que les compagnies développent ces découvertes et étendent les gisements existants. Toutefois, le résultat net de nos prévisions des additions aux réserves et de la production est que les réserves établies restantes baisseront encore de 6 % pour passer à 66 exajoules d'ici à la fin de 1991 (tableau 3-8).

Dans nos prévisions de l'activité de forage et des additions conséquentes aux réserves, nous avons élaboré des hypothèses quant à la mesure dans laquelle l'exploration et le développement continueraient d'être intéressants du point de vue économique. Nous avons également supposé que, pendant la période en question, les réserves établies ne feraient l'objet d'aucune révision majeure à la baisse. Ajoutés à la variabilité traditionnelle des additions totales aux réserves, ces facteurs incitent à interpréter ces prévisions avec la prudence qui s'impose, vu l'incertitude des hypothèses qui les sous-tendent.

(v) Capacité de production

La capacité de production est une évaluation de la production disponible à un moment quelconque. Nos estimations représentent la capacité de production immédiatement disponible à partir de toutes les réserves raccordées, et celle à laquelle on pourrait avoir accès, en l'espace d'environ six mois, à partir

Tableau 3-8

Réserves établies de gaz naturel commercialisable dans les régions traditionnelles

(exajoules)

	réserves initiales au début de l'année	additions			réserves initiales à la fin de l'année	production cumulative à la fin de l'année[a]	réserves restantes à la fin de l'année[a]
		découvertes	révisions & prolongements	total			
1986	134,8	0,5	0,8	1,3	136,0	60,4	75,7
1987	136,0	0,4	-1,0	-0,6	135,5	63,5	72,0
1988[b]	135,5	0,7	1,6	2,3	137,8	67,1	70,6
prévisions							
1989	137,8	0,6	1,6	2,2	140,0	71,1	68,9
1990	140,0	0,7	1,8	2,5	142,5	75,2	67,3
1991	142,5	0,8	2,2	3,0	145,5	79,5	66,0

NOTA: Les chiffres ont été arrondis.

[a] Les chiffres peuvent être différents de ceux publiés antérieurement en raison des rajustements apportés à la production cumulative pour refléter la production annuelle réelle.

[b] Chiffres préliminaires.

Ratio réserves-production

Le ratio réserves-production[1] est le rapport des réserves établies restantes courantes au taux de production annuel courant. Dans le cas du gaz naturel de l'Ouest canadien, ce ratio a atteint un maximum de 29 environ en 1982 et 1983, sous l'effet de la hausse des réserves et de la chute de la demande globale. Depuis 1983, le ratio a diminué en raison du déclin des réserves et, plus récemment, d'une forte augmentation de la production. Nous estimons à 20 le ratio réserves-production pour 1988, alors qu'il était de 23 en 1987 (figure 3-32). Les ratios provinciaux sont les suivants: 19 pour l'Alberta, 24 pour la Colombie-Britannique et 17 pour la Saskatchewan.

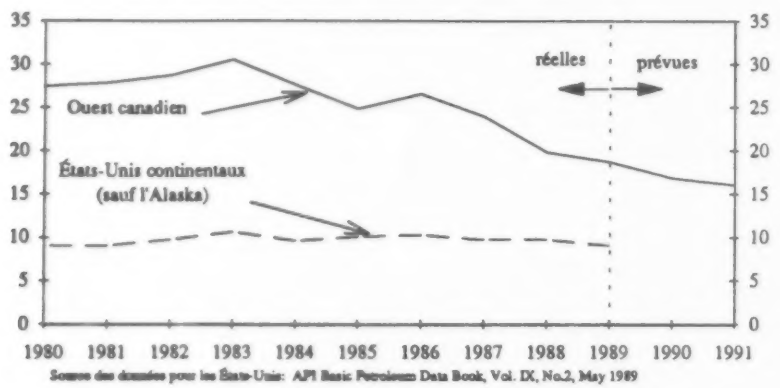
Le ratio réserves-production devrait continuer de baisser à l'horizon 1991, à en juger par les additions prévues aux réserves et les taux prévus de production.

A titre de comparaison, il est intéressant d'examiner brièvement l'offre de gaz naturel aux États-Unis. Tant les forages d'exploration que les forages d'exploration couronnés de succès ont atteint un sommet en 1981 et ont baissé presque chaque année depuis (figure 3-33). Les additions aux réserves de gaz naturel ont, elles aussi, baissé constamment pendant cette période, parallèlement à un déclin continu des réserves restantes prouvées (figure 3-34). À la fin de 1988, on estimait à 168 exajoules les réserves restantes prouvées dans les États continentaux à l'exception de l'Alaska.[2]

Pendant les six premiers mois de 1989, les activités de forage et le nombre mensuel d'équipes sismiques aux États-Unis se sont placés parmi les plus faibles niveaux jamais enregistrés. La capacité de débit de gaz excédentaire prévue par le Department of Energy des États-Unis pour 1989 est la plus basse depuis 1982 et est inférieure de 30 % au niveau estimé en 1988.[3] Le ratio réserves-production des États continentaux moins l'Alaska est constamment resté inférieur à celui du Canada et est passé au-dessous de 10 en 1988. La "bulle de gaz" des États-Unis (excédent de la

Figure 3-32

Comparaison des ratios réserves/production de gaz naturel



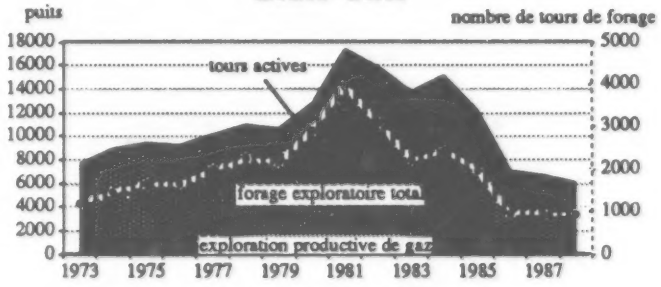
Source des données pour les États-Unis: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No.2, May 1989

capacité de production sur la demande) a éclaté en raison d'une augmentation de la demande et du recul continu de la disponibilité des approvisionnements causé par de faibles niveaux des activités de forage. La situation intérieure de l'approvisionnement a amené les acheteurs américains à acheter du gaz canadien pour répondre à leurs besoins. Un grand nombre d'observateurs pensent que la bulle de gaz américaine aura disparu à toutes fins pratiques d'ici à 1990, ce qui devrait raviver l'activité de forage aux États-Unis et ralentir le déclin de la capacité de débit du gaz.

1. Les ratios réserves-production dont il est question ci-dessus sont basés sur le total des réserves établies restantes et tendent à surestimer quelque peu les réserves immédiatement disponibles pour satisfaire la demande. Certaines réserves de gaz naturel sont reportées à des fins d'économie d'énergie (par exemple les chapeaux de gaz des gisements de pétrole), sont actuellement utilisées dans des projets de récupération assistée du pétrole ou coûteraient actuellement trop cher à mettre en valeur à court terme. Par ailleurs, une grande partie des réserves libres de contrat ne peuvent être exploitées dans l'immédiat, parce qu'elles sont situées dans des régions éloignées, où l'infrastructure nécessaire n'est pas encore en place. En tenant compte de la non-disponibilité de ces réserves à court terme, nous estimons que l'utilisation intégrale de la capacité de production actuellement disponible nous donnerait un ratio réserves-production de l'ordre de 12 à 13 pour les provinces de l'Ouest.
2. Foster Report No. 1739, p. 11, et renseignements fournis par le Department of Energy des États-Unis.
3. *Oil and Gas Journal*, 28 août 1989, p. 25.

Figure 3-33

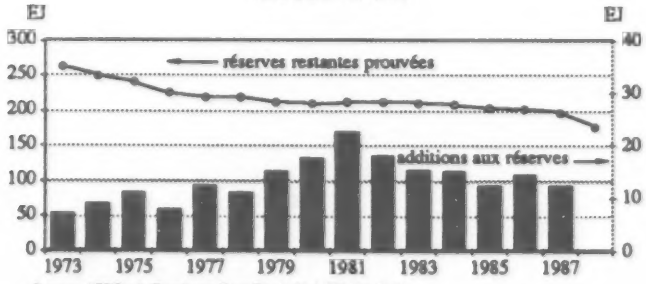
Forage exploratoire et tours de forage
États-Unis



Source: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No. 2, May 1989.

Figure 3-34

Réserves prouvées et additions aux réserves
États-Unis



Source: API Basic Petroleum Data Book, Vol. IX, No. 2, May 1989, et Foster Report No. 1739 - p11.

des réserves raccordées et non raccordées et des additions aux réserves. Ces estimations comprennent la capacité de production à partir de certains puits de forage intercalaire qui, même si on les considère économiques sur une base individuelle, pourraient ne pas être forés en raison de la situation financière du producteur. Aussi nos estimations risquent-elles d'être supérieures à la capacité de production immédiatement disponible. En outre, nos prévisions ne sont pas limitées par la capacité de transport des principaux réseaux pipeliniers comme ceux de NOVA et de TransCanada.

Dans le cas de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, nous avons estimé la capacité de production de chaque gisement, puis nous avons comparé ces estimations aux taux de production mensuels de pointe. Nos prévisions de la capacité de production de la Saskatchewan et de l'Ontario reposent sur de récentes données publiées sur la production mensuelle de ces régions.

Nos perspectives à court terme de la capacité de production n'ont pas beaucoup changé depuis notre rapport d'octobre 1988. Près de 85 % de la capacité de production totale actuelle du BSOC, qui est de 4,7 exajoules par an, se trouve en Alberta, 12 % se trouve en Colombie-Britannique, et le reste est réparti entre la Saskatchewan, le sud des territoires et l'Ontario (figure 3-35).

Alberta

La capacité de production annuelle de l'Alberta a légèrement baissé jusqu'au milieu des années 80, mais reste relativement constante depuis deux ans.

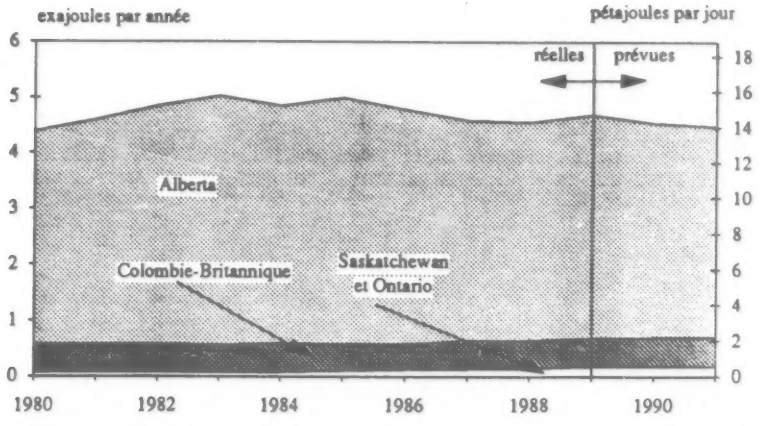
Les principaux expéditeurs de l'Alberta, soit WGML, Pan-Alberta, A & S et ProGas, détiennent ensemble près des trois quarts de la capacité de production totale du Canada (WGML en a 43 % environ; Pan-Alberta, 13 %; A & S, 12 %; et ProGas, 6 % environ).

Sur les quelque 6 000 gisements en exploitation en Alberta, 1 000 grands gisements (réserves établies initiales de 300 millions de mètres cubes ou plus) contribuent plus de 75 % de la capacité de production annuelle, qui totalise actuellement quelque 4 exajoules. Notre analyse indique que la capacité de production totale de l'Alberta baissera quelque peu pendant la période de prévisions allant de 1990 à 1991.

Quand la capacité de production des gisements en exploitation baissera au cours des quelques prochaines années, il faudra raccorder une partie des réserves libres de contrat pour compenser ce déclin et satisfaire l'augmentation de la demande en gaz. Dans notre analyse, nous avons supposé que 35 % environ des réserves libres de contrat seront raccor-

Figure 3-35

Capacité de production au Canada



dées entre 1989 et 1991 en réponse à l'augmentation prévue de la demande pendant cette période. Ce pourcentage, qui est légèrement supérieur au taux des nouveaux raccordements des dernières années, explique le grand programme d'expansion du réseau de NOVA prévu pour les quelques prochaines années.

Colombie-Britannique

En Colombie-Britannique, la capacité de production a progressivement augmenté jusqu'en 1973 puis a baissé jusqu'à la fin des années 70, avant d'amorcer une reprise à la suite du regain de l'activité de forage suscité par la hausse des prix anticipés et la prévision de plus grands débouchés sur les marchés. L'expansion des raccordements au réseau de NOVA en Alberta à Gordondale et dans la région de Deep Basin, et l'augmentation des activités d'exploration et de développement se sont traduites par une augmentation de la capacité de production.

On estime actuellement à 520 pétajoules, à partir de quelque 500 gisements, la capacité de production de la Colombie-Britannique et de la partie sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest qui est reliée au réseau de Westcoast. Cette capacité devrait augmenter quelque peu pendant la période de prévisions, à mesure que de nouvelles régions deviendront raccordées.

Saskatchewan

Le niveau élevé d'activité qu'a connu la Saskatchewan au cours des deux dernières années a fait presque doubler la capacité de production des réserves de la province. La capacité de production à l'est de l'Alberta, qui comprend une quantité faible mais relativement constante en Ontario, est actuellement de quelque 170 pétajoules par an, c'est-à-dire qu'elle est supérieure à la capacité estimative de 100 pétajoules de l'an dernier. La majeure partie de l'augmentation de la capacité de production de la Saskatchewan s'est produite dans les gisements de faible productivité de Milk River-Medicine Hat, semblables à ceux du sud-est de l'Alberta.

Pour résumer, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont vu augmenter leur capacité de production au cours des deux dernières années, tandis que celle de l'Alberta est restée relativement constante pendant la même période. La capacité de production totale du Canada a donc connu une augmentation modeste pendant la période en question et devrait baisser pendant la période de prévisions allant jusqu'en 1991.

3.5 Équilibre de l'offre et de la demande

Dans le rapport de l'an dernier, nous avions conclu que la capacité de production ajustée (c'est-à-dire dans laquelle il est tenu compte des niveaux de production prévus) serait plus que suffisante pour répondre à la demande jusqu'en 1989, malgré la baisse prévue de l'excédent de la capacité sur la demande en jour de pointe. Les tendances prévues dans ce rapport se maintiennent.

La capacité de production annuelle devrait être suffisante pour satisfaire la demande de gaz prévue, y compris les exportations après déduction des importations, pendant la période visée par nos prévisions (figure 3-36). Toutefois, l'utilisation de la capacité de production disponible devrait connaître une forte augmentation, et l'offre et la demande devraient se rapprocher d'une position d'équilibre d'ici à 1991 (tableau 3-9).

Nous avons comparé ci-dessus l'offre moyenne annuelle à la demande moyenne annuelle, mais il faut aussi que la capacité de production puisse répondre aux besoins des journées de pointe. Pour calculer la capacité de production nécessaire pour répondre à la demande des jours de pointe, il faut tenir compte de la capacité pipelinière, de la capacité de stockage et de la capacité de débit, ainsi que de la capacité des gazoducs d'importation. Nous prévoyons que l'offre de jour de pointe et la demande de jour de pointe seront plus ou moins en équilibre d'ici à 1991.

L'analyse de l'offre et de la demande est sujette à des incertitudes relatives à l'offre

Figure 3-36

Capacité de production rajustée et demande

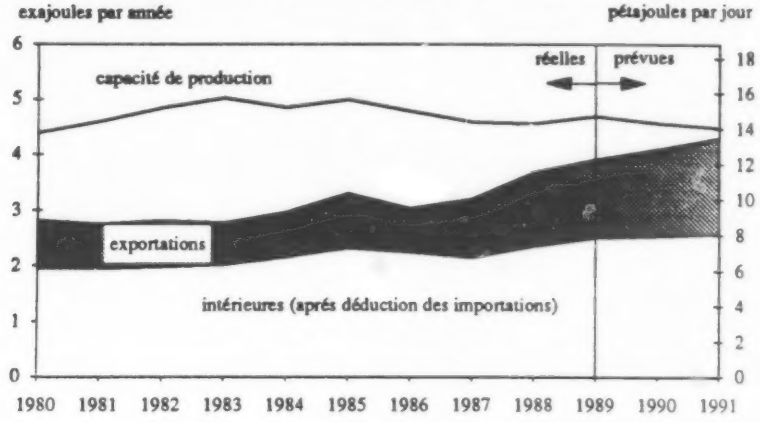


Tableau 3 - 9

Prévision de la capacité de production rajustée et de la demande

(pétajoules)

base annuelle (pétajoules/année)	1987	1988	1989	1990	1991
capacité de production rajustée [1]	4593	4565	4692	4575	4490
demande					
ventes nettes	1807	1994	2164	2188	2239
combustible et pertes	134	153	168	176	183
pertes au retraitement	212	222	229	245	253
exportations	1058	1337	1425	1580	1740
importations	(3)	(23)	(62)	(80)	(100)
demande totale	3208	3683	3924	4109	4315
% d'utilisation de la capacité de production	70	81	84	90	96

[1]La capacité d'utilisation est mesurée au gisement à la sortie de l'usine.

et à la demande. Pour ce qui est de l'offre, ces incertitudes concernent, entre autres, les hypothèses formulées à propos des taux contractuels, des taux de raccordement, de l'activité de forage et des additions aux réserves. En ce qui concerne la demande, les principales incertitudes sont reliées aux conditions météorologiques et à la consommation industrielle.

En résumé, l'excédent de la capacité de production sur la demande devrait se résorber de beaucoup au cours des deux prochaines années, que cet excédent soit calculé sur une base annuelle ou sur la base des journées de pointe. Plus l'offre et la demande se rapprocheront de l'équilibre, plus l'utilisation du stockage et les importations joueront un rôle important dans l'équilibre de l'offre et de la demande en jours de pointe.

3.6 Conclusions à propos de l'offre, de la demande et des prix du gaz: perspectives à court terme

• La demande intérieure de gaz naturel devrait augmenter de 13 % environ pendant la période visée, passant de 2 148 pétajoules en 1988 à 2 422 pétajoules en 1991. Cette croissance est due à l'augmentation de la demande dans les secteurs résidentiel et industriel et reflète nos prévisions d'une croissance plus lente de l'activité économique.

• À l'horizon 1991, les exportations devraient augmenter de près de 30 %, passant de 1,34 exajoule en 1988 à 1,74 exajoule en 1991. Cette augmentation est due à la reprise de la demande de gaz aux États-Unis, à la libéralisation des marchés, à un accès plus ouvert aux gazoducs américains et au prix compétitif du gaz naturel canadien. La croissance des exportations aura surtout lieu dans les marchés du Nord-Est et du Centre des États-Unis.

• Les importations devraient augmenter, elles aussi, pour atteindre 100 pétajoules d'ici à 1991, avec le lien direct assuré par le gazoduc St.Clair.

• Les réserves établies restantes de gaz commercialisable dans les zones de production traditionnelles de l'Ouest canadien, qui étaient de 70,6 exajoules à la fin de 1988, devraient baisser de 6 % pour passer à 66,0 exajoules d'ici à la fin de 1991, car les additions aux réserves n'augmenteront pas autant que la demande sur les marchés extérieur et intérieur.

• D'après nos estimations, quelque 13 exajoules au moins des réserves établies dans le BSOC sont libres de contrat, ce qui représente 18 % environ des réserves établies à la fin de 1988. La majorité de ces réserves se trouvent en Alberta, généralement dans de plus petits gisements.

• Depuis l'Entente d'octobre 1985, les contrats d'approvisionnement à plus court terme se sont multipliés dans le secteur des ventes intérieures, notamment dans le cas des achats directs par les acheteurs industriels. Toutefois, les SDL canadiennes ont récemment renégocié leurs contrats d'approvisionnement pour des durées de dix à quinze ans. Parallèlement, les contrats d'approvisionnement en gaz destiné à être exporté aux États-Unis sont généralement restés à long terme. Au cours de l'année passée, les acheteurs ont passé des contrats de développement comme autre moyen de s'assurer des approvisionnements à long terme pour le gaz naturel destiné à la vente à l'exportation.

• Les activités d'exploration et de développement ont ralenti en 1989, malgré un certain nombre de signes encourageants, notamment en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. Nous pensons que l'activité de forage sera à son plus bas en 1989, avec un total de quelque 5 600 puits (le plus bas niveau enregistré dans les années 80), mais reprendra d'ici à 1991.

• L'excédent de la capacité de production sur la demande devrait se résorber dans une grande mesure d'ici à 1991, qu'il s'agisse de l'excédent annuel ou de l'excédent des journées de pointe. D'ici à 1991, l'offre et la demande devraient, selon nos prévisions, être plus ou moins en équilibre.

Figure 4-1
Principaux gazoducs

Table 4-1
Utilisation des pipelines en janvier et février[a]

	capacité 1989/1991 (PJ)	utilisation, en %, pour les deux mois 1988 (réelle)	1989	1990 (prévue)	1991
Westcoast	95	82	90	91	91
NOVA	450/510	92	88	90	90
ANG et Foothills (ouest)	100	99	97	95	97
Foothills (est)	70/75	96	75	90	88
TCPL (ouest)	280/320	88	89	92	90
TCPL (central)	120/140	99	99	97	99
TQM	31	71	73	75	78

[a] Les données concernant TransGas et Union ne sont pas disponibles.

Chapitre 4

Capacité pipelinière disponible pour les marchés intérieur et d'exportation

Nous examinons ici la capacité du réseau pipelinier de gaz naturel, y compris la capacité de stockage puis, à partir des prévisions de l'offre et de la demande de gaz présentées au chapitre 3, nous évaluons l'utilisation de cette capacité afin d'établir dans quelle mesure la capacité disponible suffira à la demande.

À la fin des années 80, le secteur canadien des gazoducs se trouve plus ou moins dans la même situation qu'au début de la décennie: de grandes expansions des réseaux sont prévues ou en voie de réalisation. La raison en est que la hausse de la demande, notamment sur le marché de l'exportation, a entraîné une plus forte utilisation de tous les grands réseaux pipeliniers, de sorte qu'il faudra des installations supplémentaires si le service d'hiver garanti connaît une forte augmentation. La construction pipelinière est restée relativement stationnaire entre 1982 et 1987, parce que la demande, plus particulièrement la demande à l'exportation, n'a pas augmenté aussi rapidement que prévu pour répondre aux expansions pipelinières du début des années 80; mais, depuis 1988, cette tendance a changé. À la suite des fortes demandes d'exportation de gaz en 1987 et 1988, plusieurs sociétés pipelinières ont proposé une grande expansion de leur réseau (figure 4-1).

En 1988 et 1989, TransCanada a consacré quelque 600 millions de dollars à l'expansion de son réseau pour répondre à l'essor de la demande intérieure, ainsi qu'à la hausse des exportations vers les marchés du Midwest et du Nord-est des États-Unis. L'Office a approuvé une autre expansion de 600 millions de dollars pour 1990, sous réserve de certaines conditions. Pour 1991 et 1992, TransCanada a proposé des travaux de construction dont le coût s'élèvera à un milliard de dollars environ. Les travaux d'expansion prévus pour le début des années 90 visent surtout à répondre à l'augmentation prévue des exportations à destination du marché du Nord-Est des États-Unis.

En outre, ANG et Foothills prévoient une importante expansion de leurs réseaux respectifs en vue de desservir les marchés de la Californie et du Midwest.

4.1 Capacité pipelinière et utilisation de la capacité

La figure 4-1 illustre les réseaux canadiens de transport du gaz naturel et les réseaux américains auxquels ils sont reliés. En 1988, les gazoducs d'exportation ont été utilisés en moyenne à plus de 80 % de leur capacité, alors qu'au cours des cinq années précédentes le taux moyen d'utilisation était de 50 %.

La plupart des grands réseaux de transport canadiens ont fonctionné à des niveaux de capacité élevés en janvier et février, c'est-à-dire pendant la période de pointe de la demande hivernale, et cette tendance devrait se poursuivre (tableau 4-1).

A l'heure actuelle, il n'y a pour ainsi dire pas de capacité disponible sur l'un quelconque des principaux réseaux pipeliniers du Canada, sauf sur le réseau de Westcoast, qui dispose d'une petite capacité excédentaire. Les réseaux pipeliniers canadiens transportent le gaz à des taux élevés d'utilisation de la capacité et cela devrait rester le cas pendant un certain temps encore. Le seul moyen d'augmenter davantage l'utilisation de la

capacité consisterait à augmenter les prises de gaz naturel pendant les mois d'été, sauf sur le tronçon central du réseau de TransCanada et sur le réseau d'ANG, qui fonctionnent plus ou moins à pleine capacité toute l'année.

Dans la section ci-après, nous examinons la capacité[1] et le taux d'utilisation de chaque réseau, en allant d'ouest en est.

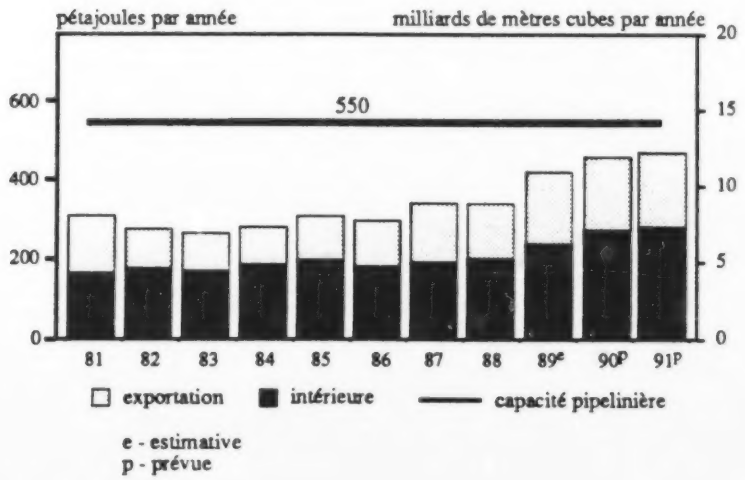
Westcoast

Westcoast assure le traitement du gaz naturel des gisements de la Colombie-Britannique, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest et le transporte jusqu'au marché intérieur de la Colombie-Britannique et jusqu'au marché d'exportation de l'Ouest des États-Unis. Westcoast est également l'un des investisseurs dans Pacific Coast Energy Corporation ("PCEC"), qui compte construire un gazoduc jusqu'à l'île de Vancouver pour commencer à desservir ce marché en 1991.

La capacité annuelle de la canalisation principale de Westcoast, pour les volumes destinés à l'exportation et aux marchés intérieurs, est de quelque 550 pétajoules (figure 4-2). Nous prévoyons que les besoins annuels se chiffreront à 460 pétajoules en 1990 puis passeront à 470 pétajoules en 1991[2], ce qui veut dire que l'utilisation de la capacité sera respectivement de 82 % et de 86 % respectivement pendant ces deux années. Ce niveau d'utilisation est attribuable en partie à une consommation prévue devant atteindre jusqu'à 50 pétajoules en 1990 à la centrale thermique Burrard à Vancouver. Après la saison de présentation des demandes tenue par Westcoast en 1989, des contrats ont été passés pour toute la capacité à l'usine de gaz McMahon, située près de Taylor (C.-B.) et de nouvelles installations seront nécessaires si la demande s'accroît encore.

1. Les niveaux annuels de capacité pipelinière et de débit indiqués dans le présent rapport sont des estimations et prévisions établies par l'Office, fondées sur les renseignements produits dans les demandes de construction d'installations et dans les rapports sur les débits réels déposés auprès de l'Office. De nombreux facteurs entrent en jeu dans l'évaluation de la capacité d'un gazoduc, notamment les écarts entre les capacités saisonnières et les capacités de jour de pointe, ainsi que les travaux d'entretien annuel nécessaires. Les capacités annuelles indiquées dans le présent rapport ne sont présentées qu'à titre d'illustration.
2. Nous n'avons pas inclus les volumes du projet de PCEC en 1991 parce qu'au moment où la prévision était établie, le calendrier du projet était incertain.

Figure 4-2
Utilisation de la capacité de Westcoast



Nous prévoyons que la demande à l'exportation passera de 185 pétajoules en 1990 à 190 pétajoules en 1991.

Pour aider les producteurs à maximiser leurs ventes, Unocal Canada Limited et Westcoast ont aménagé en site de stockage du gaz le gisement pétrolifère d'Aitken Creek dans le nord de la Colombie-Britannique. D'une capacité de 30 pétajoules, ce site de stockage permet de stocker en été le gaz commercialisable et de le prélever en hiver, ce qui donnera lieu à de meilleurs taux d'utilisation des installations de traitement en amont et de transport.

Les distributeurs de la Colombie-Britannique disposent, à contrat, d'une capacité de stockage de gaz naturel d'environ 21 pétajoules dans les installations souterraines de Jackson Prairie (Washington), à 320 kilomètres au sud de Vancouver.

En 1989, Westcoast a modifié son réseau dans la région de Fort St. John afin de pouvoir acheminer le gaz de la Colombie-Britannique vers l'est jusqu'au réseau de NOVA, pour avoir accès aux marchés de l'Est du Canada et à d'autres raccordements avec les réseaux américains. La capacité initiale est de quelque 20 pétajoules par an, mais il est prévu de la doubler d'ici à 1991.

ANG - Foothills (Tronçon ouest)

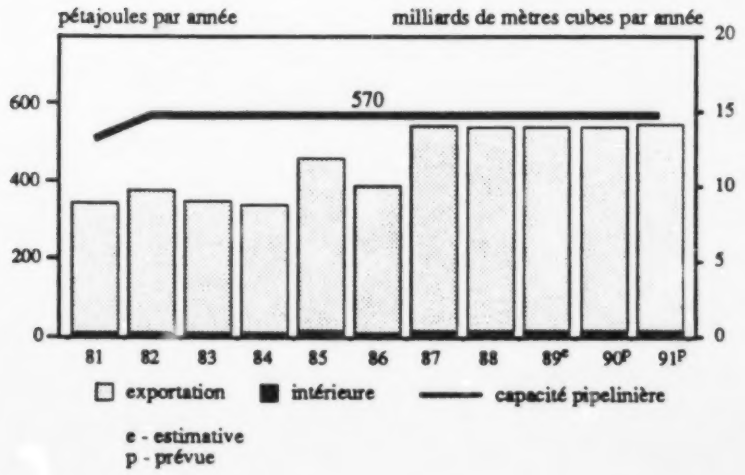
L'Alberta achemine de grandes quantités de gaz naturel vers le marché californien par les installations d'Alberta Natural Gas et le tronçon ouest du réseau de Foothills. Le point d'exportation se trouve à Kingsgate en Colombie-Britannique.

La capacité annuelle du réseau d'ANG est d'environ 570 pétajoules (figure 4-3). Nous ne prévoyons aucune expansion de ce réseau pendant la période de prévisions allant jusqu'à 1991.

Selon nos prévisions, la demande d'exportation devrait être de quelque 540 pétajoules en 1990 puis passer à 545 pétajoules en 1991, ce qui donne des taux d'utilisation de 95 %.

Figure 4-3

Utilisation de la capacité de Alberta Natural Gas (y compris le tronçon ouest de Foothills)



TransGas

TransGas exploite dans la province de la Saskatchewan un réseau de transport du gaz à haute pression qui achemine vers les marchés de la province et les marchés de l'extérieur le gaz naturel produit en Saskatchewan. Presque tout le gaz de la Saskatchewan acheminé vers l'est est destiné aux marchés de l'Ontario. À l'heure actuelle, TransGas transporte un volume annuel de 210 pétajoules de gaz naturel. Sur ce total, 80 pétajoules vont à des marchés ontariens en passant par le réseau de TransCanada. Les installations en voie de construction permettront à TransGas d'augmenter de 12 pétajoules sa capacité de transport du gaz de la Saskatchewan, pour la porter à 92 pétajoules en 1989-1990. Une autre expansion de 8 pétajoules est prévue pour 1990-1991.

Le réseau de TransGas fonctionne actuellement à 65 % de sa capacité. Ce volume relativement faible s'explique par la nature saisonnière de la demande dans la province même de la Saskatchewan. Dans le cas des volumes acheminés en dehors de la province, l'utilisation de la capacité visée par les contrats est généralement de 90 %. Il existe en outre une capacité excédentaire (pouvant atteindre 30 pétajoules par an) sur le réseau de TransGas pour l'acheminement du gaz jusqu'au tronçon est de Foothills.

NOVA

Le réseau de NOVA transporte le gaz produit en Alberta et une petite quantité de gaz de la Colombie-Britannique pour satisfaire les besoins de marchés à l'intérieur et à l'extérieur de l'Alberta. En 1989, les besoins des marchés albertains seront de quelque 670 pétajoules et nous prévoyons que les ventes à l'extérieur de l'Alberta (marchés intérieur et d'exportation) seront de quelque 2 130 pétajoules par an. Au cours des cinq à six prochaines années, NOVA compte dépenser quelque 3 milliards de dollars pour augmenter la capacité de son réseau afin de pouvoir transporter jusqu'à concurrence de 3 600 pétajoules. Ces investissements sont nécessaires pour répondre à l'augmentation de la demande de service tant à l'intérieur qu'à l'extérieur de la province, pour prolonger les installations jusqu'aux nouvelles sources d'approvisionnement plus au nord et pour moderniser les compresseurs existants.

Le réseau de NOVA fonctionnait à pleine capacité pendant l'hiver de 1988-1989 et il en sera probablement de même pendant l'hiver de 1989-1990, où ne sera probablement disponible qu'un service interruptible limité. La capacité disponible au service garanti pour l'année contractuelle 1989-1990 a déjà été complètement affectée dans le cadre de contrats, et la capacité que devraient fournir en 1990-1991 les installations supplémentaires construites à un coût de 500 millions de dollars a, elle aussi, été attribuée dans le cadre de contrats.

NOVA a reçu un grand nombre de demandes de service pour l'année contractuelle 1991-1992. Aucun plan précis d'expansion n'a encore été formulé pour cette période. Les expansions devraient toutefois permettre à la capacité de NOVA d'égaler ou de dépasser les expansions de capacité dont ont fait l'objet les réseaux de transport en aval, en plus de la capacité prévue pour répondre à l'augmentation de la demande en Alberta.

Pour mieux répondre à la demande de pointe hivernale sur son réseau, NOVA dispose d'installations souterraines de stockage de 57 pétajoules en Alberta.

Foothills (tronçon est)

Le tronçon est du réseau de Foothills transporte le gaz de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'au point d'exportation de Monchy, en Saskatchewan, d'où il est exporté vers la région du Centre des États-Unis sur le réseau pipelinier de Northern Border Pipeline Company ("Northern Border").

La capacité annuelle de ce tronçon du réseau de Foothills est d'environ 400 pétajoules (figure 4-4). Après que les installations de décompression et de recompression approu-

vées aient été construites[1], le réseau pipelinier pourra être exploité à une pression plus élevée; la capacité d'exportation à partir de Monchy atteindrait ainsi environ 500 pétajoules d'ici à la fin de 1990. Toutefois, la capacité d'exportation du tronçon est restera limitée à toutes fins pratiques par la capacité du réseau pipelinier de Northern Border. Au cours du mois d'avril 1989, Northern Border a présenté à la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis une demande visant une nouvelle station de compression qui permettrait d'augmenter la capacité annuelle de son réseau pour la faire passer à 450 pétajoules par an en 1991.

Selon nos prévisions, la demande d'exportation devrait atteindre quelque 365 pétajoules en 1990, puis passer à 380 pétajoules en 1991, ce qui donnerait, respectivement, une utilisation de la capacité de 91 % et de 84 %. La plus faible utilisation de la capacité en 1991 est due aux limites du réseau de Northern Border.

1. *Office national de l'énergie - Motifs de décision - Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. - Demande relative à des installations, GHW-1-89,* juin 1989.

Figure 4-4

Utilisation de la capacité du tronçon est de Foothills

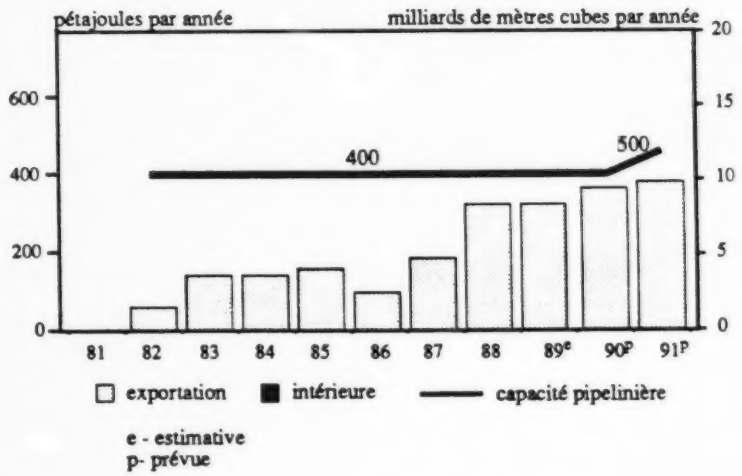
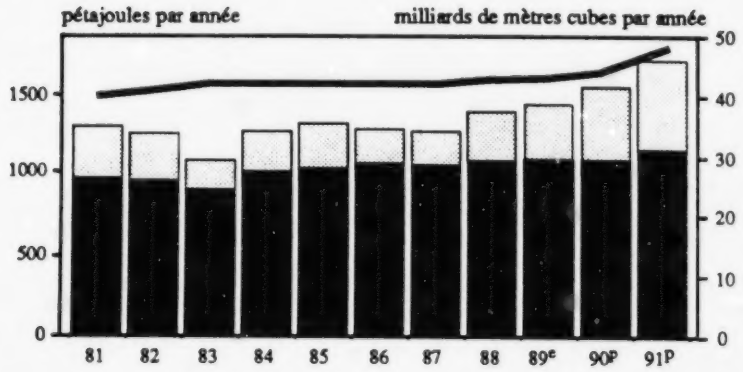


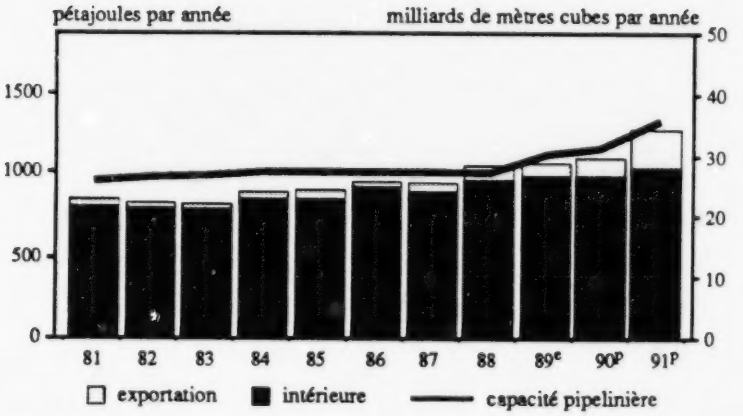
Figure 4-5

Utilisation de la capacité de TransCanada

Tronçon Western
(débit total)



Tronçon Central / Great Lakes
(débit vers l'Est du Canada)



e - estimative
p - prévue

TransCanada

Le réseau pipelinier de TransCanada transporte vers l'est le gaz produit en Alberta et en Saskatchewan, jusqu'aux marchés intérieurs de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario et du Québec et jusqu'aux marchés du Midwest et du Nord-est des États-Unis.

Après avoir eu une capacité plus que suffisante pendant plusieurs années (figure 4-5), TransCanada a vu augmenter l'utilisation de son réseau à un tel point en 1988-1989 qu'il lui a fallu construire de nouvelles installations pour répondre à l'augmentation de la demande. En 1988, le programme d'expansion, qui a coûté quelque 100 millions de dollars, a consisté à éliminer certains bouchons sur le réseau et à augmenter la capacité des tronçons latéraux vers les points d'exportation de Niagara Falls et de Philipsburg. En 1989, le réseau fonctionnait presque à capacité, avec seulement une petite capacité excédentaire sur le tronçon de l'ouest. On estime à 1 400 pétajoules le total des livraisons pour 1989.

En 1990, la demande de service garanti devrait augmenter de 150 pétajoules, les deux tiers de cette augmentation étant attribuable aux marchés de l'exportation. Cela a obligé TransCanada à consacrer quelque 600 millions de dollars à l'expansion de son réseau entre l'Alberta et le sud de l'Ontario. Le réseau devrait continuer d'être utilisé au maximum de sa capacité jusqu'à la construction des nouvelles installations au printemps de 1990, après quoi il est possible qu'une petite capacité soit disponible pour le service interruptible. Nous prévoyons une utilisation annuelle de plus de 95 % en 1990.

Pour 1991, TransCanada a reçu l'autorisation de construire des installations qui coûteront 600 millions de dollars environ. TransCanada a besoin de ces installations pour répondre à une augmentation prévue de 190 pétajoules dans la demande de service garanti. Sur ce total, 150 pétajoules correspondent à des exportations, principalement vers le Nord-Est des États-Unis. Le programme comprend une expansion majeure du tronçon Western de TransCanada et est lié à l'expansion des réseaux de Great Lakes et de Union. Nous prévoyons toutefois que seulement une faible capacité de réserve sera disponible en 1990-1991 pour le service interruptible, principalement pendant la période creuse. Nous estimons que l'utilisation annuelle atteindra quelque 95 % en 1991.

Pour les années contractuelles 1991 et 1992, TransCanada a demandé l'approbation d'une grande expansion de ses installations. Le plan d'expansion prévoit la mise en place d'installations devant coûter un total de 1,2 milliard de dollars sur le réseau de TransCanada et des investissements plus ou moins équivalents dans l'expansion du réseau de Great Lakes. D'importantes nouvelles installations seraient requises également sur les réseaux de NOVA et de Union. Les installations proposées permettraient de répondre à de nouvelles demandes de service garanti jusqu'à concurrence de 370 pétajoules, dont la quasi-totalité serait destinée au marché du Nord-Est des États-Unis. Selon la demande qui a été déposée, l'expansion viserait les projets pipeliniers de Champlain et d'Iroquois. Toutefois, les détails des plans d'expansion de TransCanada risquent de changer, car, lors d'un vote en août 1989, les producteurs ont, dans l'ensemble, approuvé le projet d'Iroquois, mais ont rejeté celui de Champlain.

TransCanada a proposé de construire un embranchement qui relierait le tronçon Niagara au gazoduc proposé d'Empire State près de Niagara Falls. Le gazoduc d'Empire State, qui aurait une capacité initiale de 60 pétajoules par an, devrait entrer en service à la fin de 1990. Il servirait à desservir la partie nord de l'État de New York.

En 1989, TransCanada a acheté à Union Gas le nouveau gazoduc Kirkwall dans le sud de l'Ontario et l'a intégré à son réseau.

Pendant les mois d'été, une partie du gas acheminé sur le réseau de TransCanada est livrée à des installations souterraines de stockage dans l'Est du Canada, qui ont une

capacité de 190 pétajoules. Cette capacité de stockage permet aux distributeurs canadiens et à leurs clients de satisfaire aux besoins des consommateurs ultimes, qui fluctuent de jour en jour et d'une saison à l'autre, tout en prenant le volume intégral de gas prévu dans leurs contrats de transport avec TransCanada et NOVA, ce qui minimise leurs frais de transport. Ces installations souterraines de stockage, qui appartiennent à Union et à Consumers Gas et sont exploitées par ces deux compagnies, sont concentrées dans les récifs du sud-ouest de l'Ontario. Il existe en outre une petite capacité de stockage de GNL en surface à North Bay et à Montréal, ainsi qu'une capacité de stockage souterrain limitée ailleurs en Ontario, qui peut être utilisée pour répondre à la demande de pointe. On estime qu'il reste en Ontario 25 pétajoules de capacité potentielle de stockage qui pourrait être aménagée économiquement.

Le gazoduc St.Clair

En 1988, l'Office a approuvé la construction d'un gazoduc qui franchira la rivière Sainte-Claire, près de Sarnia. Les approbations de la FERC ont été obtenues elles aussi. Ce gazoduc, qui devrait être construit à la fin de 1989, reliera le réseau de Union, dans le sud de l'Ontario, à celui de la Michigan Consolidated Gas Company. Le gazoduc proposé, qui peut transporter du gaz dans l'une ou l'autre direction, servira à relier au sud de l'Ontario les installations souterraines de stockage situées au Michigan. Il permettra également au marché du sud de l'Ontario d'importer davantage de gaz américain[1], car MichCon est une société de distribution locale qui a accès à plusieurs grands gazoducs interétatiques des États-Unis. Le gazoduc St.Clair aura, pour commencer, une capacité nominale de quelque 70 pétajoules par an, mais il serait possible, à peu de frais, d'augmenter de beaucoup cette capacité.

Le réseau Dawn-Trafalgar de Union Gas

Union Gas, grande société de distribution du sud de l'Ontario, possède et exploite le réseau Dawn-Trafalgar, qui fait partie intégrante du réseau pipelinier servant à acheminer le gaz de l'Ouest du Canada vers les marchés de l'Est du Canada et des États-Unis. Le réseau Dawn-Trafalgar a trois principales fonctions: relier la zone de concession de Union, transborder le gaz naturel dans le sud de l'Ontario pour le compte de TransCanada et d'autres, et assurer un lien vital entre les installations souterraines de stockage du sud-ouest de l'Ontario et les marchés de l'Est du Canada.

TransCanada transporte une partie (30 % environ) du gaz de l'Ouest du Canada destiné aux marchés de l'Est par le réseau de Great Lakes depuis Emerson, au Manitoba, jusqu'aux environs de Sarnia, en Ontario. De là, le gaz est acheminé sur le réseau Dawn-Trafalgar de Union jusqu'à Oakville, en Ontario, où il rejoint le réseau de TransCanada.

Union et Tecumseh Gas Storage Limited, société appartenant conjointement à Consumers Gas et Imperial Oil, ont toutes deux de grandes installations souterraines de stockage du gaz naturel dans le sud-ouest de l'Ontario. L'accès à ces installations est assuré par le réseau Dawn-Trafalgar. En été, le gaz de TransCanada est reçu à Dawn, près de Sarnia, ou à Oakville et est acheminé vers l'ouest sur le réseau Dawn-Trafalgar jusqu'au point de stockage. En hiver, le gaz est acheminé vers l'est sur ce réseau pour satisfaire aux besoins des utilisateurs ultimes. Union offre un service de stockage et de transport aux autres SDL de l'Est, c'est-à-dire à Consumers, ICG (ONT), GMi et Kingston Public Utilities Commission. Ces expéditeurs ont recours à un service de transport et de stockage sur le réseau de TransCanada pour acheminer le gaz depuis Oakville jusqu'à leurs zones de concession respectives.

1. En 1988, le sud de l'Ontario a importé quelque 24 pétajoules de gaz naturel en utilisant un gazoduc de Union Gas qui passe sous la rivière Détroit pour se raccorder au réseau de Panhandle Eastern Pipeline, au Michigan (voir la section 3.3).

TransCanada et les SDL de l'Est du Canada ont présenté à Union de nombreuses demandes de services de transport supplémentaires sur son réseau. Ces demandes découlent des plans d'expansion de TransCanada et de l'utilisation croissante des installations de stockage par les distributeurs de l'Est. Un autre facteur est l'augmentation des importations américaines à destination du sud de l'Ontario, importations qui doivent utiliser le réseau Dawn-Trafalgar. Union compte agrandir son réseau pour répondre à cette demande au cours de la période allant jusqu'à 1991.

Nous ne prévoyons à court terme aucune limitation de la capacité sur le réseau de Union Gas.

TQM

Le réseau de TQM, d'une capacité annuelle actuelle, à l'aspiration, de 200 pétajoules, est un prolongement du réseau de TransCanada, qui relie St-Lazare à Québec. Ce gazoduc, qui appartient conjointement à TransCanada et à NOVA, livre du gaz à GMi pour le compte de TransCanada. Depuis sa construction, le réseau fonctionne bien en-dessous de sa capacité, et cette situation devrait se poursuivre. Les livraisons annuelles sont estimées à 110 pétajoules pour 1989. Nous estimons que les livraisons atteindront environ 115 pétajoules en 1990, passant à 125 pétajoules en 1991, soit une utilisation de la capacité se chiffrant à 55 % et à 63 % respectivement.

4.2 Évaluation de la capacité pipelinière et de stockage disponible

Depuis le récent bond des exportations de gaz, tous les principaux réseaux de transport fonctionnent à pleine capacité ou presque. Dans l'ensemble, il n'y a de capacité disponible que pendant les mois d'été. Comme nous ne prévoyons pas de fléchissement de la demande de gaz canadien, nous nous attendons que la plupart des gazoducs fonctionneront à pleine capacité dans les quelques années à venir.

En règle générale, l'expansion des réseaux donne lieu à une petite capacité de réserve, car les études de conception tendent à reposer sur des hypothèses réservées et les nouveaux marchés atteignent rarement des facteurs de charge élevés au cours des premières années. Toutefois, le fait que TransCanada et NOVA aient été submergées de demandes de service pour les années contractuelles 1990 et 1991 indique que toute la capacité disponible sera probablement utilisée. Le secteur du transport du gaz naturel a beaucoup changé: tandis qu'il y avait auparavant très peu d'expéditeurs à demander des services de transport sur les réseaux, qui disposaient alors d'une capacité plus que suffisante, il existe maintenant un grand nombre d'expéditeurs qui ont besoin d'une variété de services de transport sur les réseaux, qui fonctionnent à pleine capacité ou presque. Un grand nombre d'expéditeurs sont en train d'apprendre à prévoir leurs besoins et à passer des contrats pour se réserver la capacité pipelinière nécessaire. Des réseaux comme celui de TransCanada, qui doivent construire de nouvelles installations avant de pouvoir offrir de nouveaux services garantis, ont parfois besoin de deux ans et demi pour obtenir l'approbation des organismes de réglementation et acheter l'équipement nécessaire. De tels délais dans l'expansion pipelinière peuvent, de fait, devenir un facteur à court terme dans le fonctionnement des marchés. Jusqu'en 1991, nous ne prévoyons pas qu'il existera au Canada une capacité pipelinière inutilisée, ne faisant pas l'objet de contrats, contrairement à ce qui se passe aux États-Unis.

Les principales sociétés pipelinières ont toujours été en mesure d'assurer le service garanti qu'elles se sont engagées à fournir, et continueront de pouvoir le faire. Toutefois, la limitation actuelle de la capacité des réseaux fait que le service interruptible est disponible moins souvent qu'auparavant. Aussi de nombreux distributeurs et d'autres parties se voient-ils obligés de formuler de nouvelles politiques d'achat de gaz à contrat, qui mettront moins l'accent sur les services interruptibles.

TransCanada et NOVA prennent les mesures nécessaires pour disposer d'une capacité qui leur permettra de satisfaire aux demandes croissantes de service garanti. Leurs plans d'expansion sont axés sur les besoins de service garanti, ce qui veut dire que le service interruptible qui pourrait être offert sera probablement très limité, surtout en hiver. Il se peut que l'expansion proposée des installations permette d'augmenter dans une certaine mesure la capacité disponible au service interruptible.

L'utilisation de la capacité de stockage continuera probablement d'être efficace, car les distributeurs de l'Est du Canada tendront à compter de moins en moins sur le service interruptible. L'accès aux installations de stockage du Michigan, que permettra le gazoduc St.Clair, multipliera les options offertes aux clients de l'Est du Canada.

Il se peut que les utilisateurs ultimes auxquels les distributeurs locaux fournissent un service interruptible voient de plus en plus souvent leurs approvisionnements se réduire, parce que les distributeurs ne pourront obtenir un service de transport interruptible sur le réseau de TransCanada ou un service garanti supplémentaire à bref délai.

Chapitre 5

Conclusions

Notre examen de l'évolution de la situation au cours de l'année écoulée indique que certains, mais pas la totalité, des obstacles à la concurrence dont nous faisions état dans le rapport d'octobre 1988 ont commencé à disparaître.

La réglementation de l'Alberta visant les permis d'acheminement a peu changé, mais fait actuellement l'objet d'un réexamen. L'Alberta continue de s'opposer à l'acheminement du gaz de la province destiné à être vendu directement sur ce que l'Alberta considère les marchés "captifs" des autres provinces. Toutefois, l'Alberta cessera de refuser un permis d'acheminement pour le gaz destiné à se substituer au gaz que WGML vend aux SDL.

Les services de vente et de transport offerts aux distributeurs de l'Est font maintenant l'objet de contrats séparés, et les contrats de vente permettent aux distributeurs de substituer dans une certaine mesure au gaz de WGML le gaz qu'ils achètent à d'autres fournisseurs. Les régies provinciales ont accepté les conséquences de ces contrats sur les prix payés par les utilisateurs ultimes jusqu'à novembre 1990, ce qui garantira une certaine stabilité pendant cette période.

L'Office a révoqué son interdiction de la substitution, par les distributeurs, du gaz acheté en vertu de contrats; cette interdiction sera levée le 1er novembre 1989 dans le cas des distributeurs utilisant le réseau de TransCanada, et le 1er novembre 1991 dans le cas de ceux qui utilisent le réseau de Westcoast.

Les consommateurs de gaz bénéficient beaucoup de la concurrence entre les achats directs et les achats auprès des distributeurs. Les provinces à l'est de l'Alberta font le nécessaire pour que le gaz acheté directement puisse être transporté sur les réseaux de distribution.[1] Toutefois, la politique au Québec est, à toutes fins pratiques, opposée au transport, dans la province, du gaz acheté directement, à l'exception du gaz visé par des contrats d'achat-vente passés avec des distributeurs québécois, ce qui limite le rôle que peuvent jouer les courtiers et les vendeurs.

L'Office a pris des mesures pour permettre aux expéditeurs directs d'avoir plus facilement accès aux gazoducs interprovinciaux et internationaux, et a établi des procédures de mise en file d'attente qui mettent tous les expéditeurs sur un pied d'égalité, qu'il s'agisse de l'accès à des installations existantes ou à de nouvelles installations.

Les données disponibles pour 1989 sur les volumes et les prix de vente du gaz naturel confirment que la concurrence est devenue plus vive.

Les prix intérieurs sont restés, en moyenne, inférieurs aux prix à l'exportation, ce qui montre que les Canadiens n'ont généralement aucune difficulté à s'approvisionner en gaz à des conditions au moins aussi favorables que celles offertes aux clients à l'exportation. Dans le cas des ventes garanties à long terme du gaz de l'Alberta, l'écart entre les prix à l'exportation (plus élevés) et les prix intérieurs (moins élevés) s'est creusé. Pour ce qui est des ventes interruptibles du gaz de l'Alberta, les prix à l'exportation fluctuent davantage de mois en mois: ils sont parfois supérieurs, parfois égaux et parfois inférieurs aux prix intérieurs.

Le nombre de ventes directes et le volume qu'elles visent ont continué d'augmenter. Les différences de prix entre le gaz vendu par WGML et le gaz vendu en vertu de contrats de vente directe garantie d'un an ont diminué, ce qui indique une plus forte concurrence sur les marchés intérieurs.

---

1. Elles n'ont toutefois pas poussé leur appui de la concurrence jusqu'à encourager la construction de gazoducs de dérivation.

Nous prévoyons que les prix du gaz naturel resteront stables à l'horizon 1991, même s'il pourra se produire des fluctuations de prix pour certaines catégories de transactions à court terme.

Équilibre de l'offre et de la demande

Au cours de l'année écoulée, la demande a été forte, tant sur le marché intérieur que sur celui de l'exportation.

Les données semblent indiquer que la forte croissance de la demande intérieure en 1988, qui dépassait de loin le taux de croissance économique, s'est maintenue en 1989. Nos prévisions d'un ralentissement de la croissance économique nous font prédire une croissance plus lente de la demande intérieure de gaz en 1990 et 1991.

Nous prévoyons que le record établi en 1988 par les ventes à l'exportation sera battu en 1989, 1990 et 1991 en raison de l'augmentation de la demande générale de gaz aux États-Unis, de l'accès plus ouvert aux gazoducs américains et du prix compétitif du gaz canadien. Les importations destinées au sud de l'Ontario augmenteront elles aussi à l'horizon 1991, du fait de l'expansion de la capacité pipelinière.

La forte production stimulée par l'augmentation de la demande sur les marchés intérieur et extérieur a entraîné un léger déclin des réserves établies restantes à la fin de 1988, les additions aux réserves restant inférieures à la production. Nous prévoyons que les activités globales de forage seront à leur plus bas en 1989, mais reprendront pendant la période allant jusqu'en 1991. Toutefois, vu l'augmentation prévue de la demande sur les marchés intérieur et extérieur, nous ne pensons pas que les additions aux réserves puissent compenser la production. En conséquence, de petites réductions des réserves de gaz restantes de l'Ouest canadien devraient se produire tous les ans jusqu'en 1991. D'ici à la fin de 1991, nous prévoyons que le ratio réserves-production de gaz naturel sera de 15 environ dans les régions traditionnelles.

La capacité de production a été relativement stable et devrait diminuer modérément pendant la période des prévisions.

Vu l'augmentation prévue de la demande tant intérieure qu'extérieure, l'excédent de capacité de production, qui caractérise les marchés du gaz canadiens depuis la fin des années 70, continuera de se contracter: alors qu'il dépassait de 25 % environ la demande globale en 1988, l'offre et la demande devraient plus ou moins s'équilibrer d'ici à 1991. Cela sous-entend que le stockage et les importations auront un rôle de plus en plus important à jouer dans la satisfaction de la demande intérieure des journées de pointe dans l'Est du Canada.

Somme toute, la capacité de production suffira à répondre à la demande intérieure et à la demande extérieure pendant la période allant jusqu'en 1991.

Capacité pipelinière et capacité de stockage

Au cours de l'année écoulée, l'expansion du réseau de TransCanada, le raccordement du réseau de Westcoast à celui de NOVA et un lien entre le réseau de Union Gas et des installations du Michigan ont permis d'augmenter la capacité de transport au Canada, ainsi qu'entre l'Est du Canada et les États-Unis. Toutefois, l'utilisation de la capacité pipelinière reste très élevée du fait de l'augmentation de la demande intérieure et de la demande à l'exportation.

D'autres expansions en voie de réalisation et prévues augmenteront encore plus la capacité, mais les nouvelles installations serviront surtout au transport du gaz visé par le service garanti, tandis que le service interruptible ne disposera que d'une capacité provisoire. Nous pensons donc que le service interruptible continuera d'être très difficile à obtenir.

Conclusion

Malgré certains obstacles qui entravent encore les marchés, nous pensons que le secteur du gaz naturel est devenu plus compétitif au cours de l'année écoulée. La demande de gaz est forte et continue d'augmenter, tant au Canada que sur le marché de l'exportation. La capacité de production et la capacité de transport (y compris les installations de stockage) devraient pouvoir répondre à la demande pendant la période visée par nos prévisions, c'est-à-dire jusqu'en 1991.

Annexe 1
Abréviations, facteurs de conversion, glossaire

Abréviations

(i) Noms

"ANG"	**Alberta Natural Gas Company Limited**
"APC"	**Association pétrolière du Canada**
"APGTC"	**Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada**
"API"	**American Petroleum Institute**
"A & S"	**Alberta and Southern Gas Company Limited**
"BC Gas"	**B.C. Gas Inc.**
"BCPC"	**British Columbia Petroleum Corporation**
"CANMET"	**Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie**
"CEO"	**Commission de l'énergie de l'Ontario**
"Consumers Gas"	**The Consumers' Gas Company Ltd.**
"Cyanamid"	**Cyanamid Canada Pipeline Inc.**
"DOE"	**Department of Energy (U.S.)**
"EIA"	**Energy Information Administration (U.S.)**
"El Paso"	**El Paso Natural Gas Company**
"Esso"	**Esso Ressources Canada Limitée**
"É.U."	**États-Unis**
"FERC"	**Federal Energy Regulatory Commission (U.S.)**
"Foothills"	**Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.**
"GMi"	**Gaz Métropolitain, inc.**
"CGC"	**Commission géologique du Canada**

"GWG"	**Greater Winnipeg Gas Company**
"Gulf"	**Gulf Canada Resources Limited**
"ICG (MAN)"	**ICG Utilities (Manitoba) Ltd.**
"ICG (ONT)"	**ICG Utilities (Ontario) Ltd.**
"Inland"	**Inland Natural Gas Co. Ltd.**
"MichCon"	**Michigan Consolidated Gas Company**
"Loi"	***Loi sur l'Office national de l'énergie***
"NCO"	**North Canadian Oils Limited**
"NGPA"	**Natural Gas Policy Act (U.S.)**
"NOVA"	**NOVA, AN ALBERTA CORPORATION**
"Northern Border"	**Northern Border Pipeline Company**
"Northwest"	**Northwest Pipeline Corporation**
"Northwest Alaskan"	**Northwest Alaskan Pipeline Company**
"OCDE"	**Organisation pour la coopération et le développement économiques**
"OCREA"	**Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta**
"Office" ou "ONE"	**Office national de l'énergie**
"OPEP"	**Organisation des pays exportateurs de pétrole**
"Pan-Alberta"	**Pan–Alberta Gas Limited**
"PCEC"	**Pacific Coast Energy Corporation**
"PGT"	**Pacific Gas Transmission Company**
"PG & E"	**Pacific Gas and Electric**
"ProGas"	**ProGas Limited**
"Rapport de septembre 1988"	***L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005***, **rapport détaillé et résumé, Office national de l'énergie, septembre 1988**
"Rapport d'octobre 1988"	***Évaluation du marché du gaz naturel***, **octobre 1988, Office national de l'énergie**
"Régie"	**Régie du gaz naturel (Québec)**
"Shell"	**Shell Canada Limitée**

"SIMPLOT"	**Simplot Canada Limited**
"SoCal"	**Southern California Gas Company**
"SPC"	**Saskatchewan Power Corporation**
"TCPL" ou "TransCanada"	**TransCanada PipeLines Limited**
"TOPGAS"	**TOPGAS Holdings Limited et TOPGAS Two Inc.**
"TQM"	**Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.**
"TransGas"	**TransGas Limited**
"Trans Mountain"	**Trans Mountain Pipe Line Company Limited**
"Union"	**Union Gas Limited**
"United"	**United Gas Pipe Line Company**
"Viking"	**Viking Gas Transmission Company (successeur de Midwestern Gas Transmission Company)**
"WGML"	**Western Gas Marketing Limited**
"Westcoast"	**Westcoast Energy Inc.**

(ii) Termes

BSOC	**Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien**
CO_2	**dyoxide de carbone**
DC	**demande contractuelle**
DNB	**Dépense nationale brute**
DO	**demande opérationnelle**
GNL	**gaz naturel liquéfié**
GNV	**gaz naturel pour véhicule**
GPL	**gaz de pétrole liquéfiés**
LGN	**liquides de gaz naturel**
PCMC	**Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels**
PIB	**Produit intérieur brut**
PIR	**Produit intérieur réel**
PMM	**Prix moyen de marché de l'Alberta**

PNB	**Produit national brut**
QCA	**quantité contractuelle annuelle**
RAP	**Récupération assistée du pétrole**
RGR	**revente de gaz du réseau**
SDL	**société de distribution locale**
SG	**service garanti**
SGO	**service garanti offert**
SI	**service de transport interruptible**
SI-1	**service de transport interruptible, niveau 1**
SI-2	**service de transport interruptible, niveau 2**
STS	**service de transport avec stockage**
WTI	**West Texas Intermediate**

(iii) Unités

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

Btu	= unité thermique britannique
$ CAN	= dollar canadien
$ US	= dollar américain

GJ	gigajoule	= 10^9 joules
TJ	térajoule	= 10^{12} J
PJ	pétajoule	= 10^{15} J
EJ	exajoule	= 10^{18} J

kW	kilowatt	= 10^3 watts
MW	mégawatt	= 10^3 kW

Facteurs de conversion

(i) système métrique à système impérial

métrique	équivalences dans le système impérial
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15 °C)	= 35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po² de pression absolue et 60 °F)
1 kilojoule	= 0,948 213 3 Btu
1 gigajoule (GJ)	= environ 0,95 million de Btu, ou 0,95 milliers de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi³
1 pétajoule (PJ)	= environ 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel, 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

(ii) Facteurs du contenu brut d'énergie

gaz naturel (à 15 °C, 101,325 KPa et sec)

C.-B.	– intérieur	39,10 MJ/m³
	– Huntingdon	39,10 MJ/m³
	– Kingsgate	37,65 MJ/m³
	– Grassy Point	38,20 MJ/m³
Alberta	– intérieur	38,80 MJ/m³
	– Cardston	37,65 MJ/m³
	– Aden	36,06 MJ/m³
à l'est de l'Alberta		37,65 MJ/m³

Glossaire

Achat-vente
(Buy-Sell)

En vertu d'un contrat d'achat-vente, l'utilisateur ultime achète ses propres fournitures de gaz et s'occupe de les faire transporter, en général jusqu'au point de livraison du distributeur. Le distributeur achète le gaz et l'ajoute à ses fournitures; il le vend ensuite à l'utilisateur ultime qui est son client, à un prix fixé dans le barème approprié.

Additions aux réserves
(Reserves Additions)

Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements ou de la valorisation des réserves.

Affaire stable
(Ripe Deal)

Possession d'un marché ferme et d'un approvisionnement ferme.

Année contractuelle du gaz
(Gas Contract Year)

Du 1er novembre au 31 octobre.

Autosubstitution
(Self-Displacement)

Achat de gaz effectué par une SDL afin de substituer du gaz qui, autrement, serait obtenu en vertu des contrats passés avec une société pipelinière ou la filiale de commercialisation de cette société.

Capacité de production
(Productive Capacity)

Le taux estimatif de production de gaz naturel à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des facteurs économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires ou d'installations additionnelles de production, de l'existence d'installations de collecte, de traitement et de transport, et des pertes éventuelles attribuables aux pannes. (voir "capacité de production rajustée")

Capacité de production rajustée
(Adjusted Productive Capacity)

Le taux estimatif de production en tout moment, reportant pour utilisation future toute capacité de production résultant d'un excédent antérieur de capacité de production sur la production. (voir "capacité de production")

Capacité d'utilisation d'un combustible de remplacement
(Fuel Switching Capability)

Aptitude d'un client à utiliser deux ou plusieurs combustibles.

Capacité inutilisée
(Shut-in Capacity)

Capacité de production inutilisée d'un gisement de gaz ou d'une zone recelant du gaz.

Charge d'alimentation ***(Feedstock)***	Matière brute fournie à une raffinerie ou à une usine pétrochimique.
Clause de prise obligatoire ***(Take-or-Pay Provision)***	Clause ou disposition d'un contrat exigeant que le gaz sous contrat, mais qui n'a pas été pris, soit payé.
Client du service interruptible ***(Interruptible Customer)***	Client dont le service de gaz est réduit pour des raisons de capacité ou d'approvisionnement, au gré de la société pipelinière ou de la SDL.
Cogénération ***(Co-generation)***	Installation qui produit, outre l'électricité, de la vapeur, ce qui aboutit à une amélioration générale du rendement de la conversion énergétique.
Contrat de développement ***(Development Contract)***	Un contrat de développement diffère d'un contrat d'achat traditionnel en ce sens que les réserves de gaz ne sont pas toutes établies au moment de la signature du contrat. Le producteur consacre des terrains spécifiques dans lesquels il possède des réserves établies existantes et le droit d'explorer et de mettre en valeur de nouvelles réserves. La date précise de la première livraison donne au producteur le temps de trouver et de mettre en valeur des réserves et de mettre en place les installations de production.
Courtage de la capacité ***(Capacity Brokering)***	La vente ou la location, par un expéditeur, de sa capacité pipelinière sous contrat.
Courtier ***(Broker)***	Un courtier de gaz est une entité autre que la SDL, mettant en contact acheteurs et vendeurs de gaz, et pouvant détenir le gaz. Ainsi, il agit à titre de mandataire ou de consultant.
Cycle de vie fixe ***(Flat Life)***	Période de vie d'une ressource durant laquelle la production est soutenue.
Degré-jour ***(Degree Day)***	Un degré-jour (de chauffage) indique dans quelle mesure la température quotidienne moyenne est inférieure à 18 °C. Par exemple, si la température quotidienne moyenne était de 16 °C dans un endroit donné pendant dix jours, le nombre de degrés-jours enregistrés serait de 20. En ce qui a trait aux jours où la température moyenne est supérieure à 18 °C, les degrés-jours sont inscrits comme étant nuls. Les degrés-jours indiquent la quantité de chauffage des locaux requise, toutes autres choses étant égales; par exemple, plus le nombre de degrés-jours est élevé, plus les températures moyennes enregistrées sont froides et plus le chauffage des locaux est requis.

Demande contractuelle (DC) ***(Contract Demand (CD))***	**Service garanti prévoyant la fourniture, jusqu'à une limite journalière maximale, de gaz naturel. L'acheteur doit verser des frais liés à la demande mensuelle, quels que soient les prélèvements, et des frais liés au produit pour les prélèvements eux-mêmes.**
Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire) ***(End Use Demand for Energy (or Secondary Energy Demand))***	**Énergie utilisée par les consommateurs ultimes à des fins résidentielle, commerciale, industrielle et de transport, et hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques comme à titre de charge pétrochimique.**
Demande d'énergie primaire ***(Primary Energy Demand)***	**Cette demande représente la totalité des besoins en énergie, pour toutes les utilisations au Canada, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, les utilisations intermédiaires de l'énergie dans la transformation d'une forme d'énergie en une autre (par ex., charbon en électricité) et énergie utilisée par les fournisseurs pour desservir en énergie le marché (par ex., combustible d'un pipeline). (Le calcul de la demande d'énergie primaire est traité dans le rapport *L'énergie au Canada: Offre et demande 1987-2005*, tableau A10-1 en annexe). Par définition, la demande d'énergie primaire est la demande d'énergie pour utilisation ultime, plus l'utilisation par l'industrie des fournitures d'énergie, moins la demande de l'electricité et de la vapeur, plus l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur, plus les autres pertes au cours de la conversion.**
Demande de pointe ***(Peak Demand)***	**Quantité maximale de gaz requise par un client ou une SDL pendant une courte période (habituellement une journée).**
Dérivation ***(By-pass)***	**La dérivation signifie qu'on évite totalement le réseau de la SDL dans le transport du gaz.**
Équilibrage de l'offre ***(Load Balancing)***	**Équilibrage de l'offre pour satisfaire à la demande en utilisant le gaz stocké et d'autres sources d'approvisionnement de pointe, en interrompant les ventes du service interruptible et en créant un détournement d'un point de livraison à un autre.**
Facteur de charge ***(Load Factor)***	**Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période donnée et la charge maximale contractuelle, exprimé en pourcentage.**
Federal Energy Regulatory ***Commission (FERC)***	**La FERC est chargée de réglementer tout le commerce interétatique du gaz aux États-Unis. Elle réglemente les droits et tarifs des sociétés pipelinières interétatiques, approuve la construction de nouvelles installations et fixe les prix pour une partie du gaz américain qui demeure assujetti à des contrôles de prix.**

Forage intercalaire *(Infill Drilling)*	Processus de forage de puits additionnels, dans un gisement délimité de gaz naturel, aux fins d'accroître les réserves ou la capacité de production.
Frais de stockage de réserves de gaz *(Gas Inventory Charge)*	Frais fixes couvrant le coût du stockage de réserves de gaz pour l'approvisionnement d'un client.
Frais financiers TOPGAS *(TOPGAS Charges)*	Sommes versées aux consortiums bancaires TOPGAS et TOPGAS II en vertu d'ententes dans lesquelles ces consortiums assumaient les obligations de TransCanada liées aux prises obligatoires. Désignent également les sommes versées en vertu de la politique du gouvernement de l'Alberta, adoptée suite à la recommandation de l'ONE (voir les *Motifs de décision relativement à l'accès aux services de TransCanada PipeLines Limited*, mai 1986) selon laquelle les frais financiers devraient être partagés par tous les producteurs hors-réseau de l'Alberta.
Frais liés à la demande *(Demand Charge)*	Frais fixes, habituellement mensuels, que doit verser un acheteur de gaz en vertu d'un contrat de vente. Ils peuvent comprendre une partie ou la totalité des frais fixes du vendeur, et ils sont payables quels que soient les prélèvements réels.
Frais liés au produit *(Commodity Charge)*	Frais payables par un acheteur de gaz, indiqués au contrat, pour chaque unité de gaz acheté. Les frais unitaires correspondent généralement à la composante du produit compris dans les droits pipeliniers applicables et au coût du gaz; ils peuvent inclure une partie des frais fixes du vendeur.
Gaz acide *(Sour Gas)*	Gaz naturel contenant de l'hydrogène sulfuré ou du dioxyde de carbone.
Gaz associé *(Associated Gas)*	Gaz naturel, communément appelé gaz de chapeau de gaz, qui est au-dessus et en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Gaz de pétrole liquéfiés *(Liquified Petroleum Gases)*	Dans le présent rapport, le terme désigne le propane et les butanes, ou leurs combinaisons.
Gaz d'une formation imperméable *(Tight Gas)*	Gaz naturel contenu dans des gisements à faible perméabilité.
Gazéification du bois *(Wood Gasification)*	Production d'un gaz naturel synthétique à partir du bois.
Gazéification du charbon *(Coal Gasification)*	Production d'un gaz naturel synthétique à partir du charbon.

Gaz en solution *(Solution Gas)*	Gaz naturel en solution dans le pétrole brut dans un gisement, aux conditions originales du gisement, et qui est habituellement extrait en même temps que le pétrole.
Gaz naturel brut *(Raw Natural Gas)*	Gaz naturel non traité.
Gaz naturel commercialisable *(Marketable Natural Gas)*	Gaz naturel destiné à l'utilisation ultime, c.-à-d. qui a été traité pour en retirer les impuretés et les sous-produits.
Gaz naturel synthétique *(Synthetic Natural Gas)*	Gaz naturel produit à partir des liquides de pétrole, du charbon ou du bois.
Gaz non associé *(Non-associated Gas)*	Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Indice de durée des réserves *(Reserves Life Index)*	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Intensité énergétique *(Energy Intensity)*	Dans les secteurs industriel et commercial, et dans les transports sauf le transport automobile, l'intensité énergétique est définie comme étant la quantité d'énergie par unité de production. Dans le secteur résidentiel, c'est l'énergie utilisée par ménage et, en ce qui a trait aux automobiles, c'est l'énergie utilisée par automobile. Une mesure du rendement avec lequel l'énergie est utilisée dans l'ensemble de l'économie est l'énergie totale, à des fins d'utilisation ultime, par unité de PNB.
Libre-accès *(Open Access)*	Accès, sans distinction, aux services de transport pipelinier.
Liquides de gaz naturel *(Natural Gas Liquids)*	Les hydrocarbures comme l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes, ou leurs combinaisons.
Marché captif *(Core Market)*	En général, la partie du marché du gaz qui ne peut passer d'un combustible à un autre à court terme; il s'agit surtout des utilisateurs des secteurs résidentiel, commercial et des petites industries.
Mazout lourd *(Heavy Fuel Oil)*	Dans le présent rapport, comprend les combustibles pour soute (n° 5 et 6) et les combustibles industriels (n° 4).
Méthode de calcul basée sur des droits fixes *(Fixed-toll Method)*	Méthode établissant les droits, exigibles par les sociétés pipelinières, qui ne varient pas d'un mois à l'autre en fonction des changements dans le débit ou des écarts dans les dépenses. Les droits fixes sont fondés sur les prévisions des coûts et des débits pour une année d'essai.

Office of Fossil Energy, ***U.S. Department of Energy***	Cet organisme est chargé d'approuver les exportations et les importations de gaz naturel aux États-Unis depuis février 1989. Antérieurement, cette responsabilité incombait à l'Economic Regulatory Administration (ERA).
Perméabilité ***(Permeability)***	Mesure de la capacité d'une roche réservoir à transmettre un fluide (liquide ou gaz).
Pertes en cours de traitement ***(Shrinkage)***	Volume de gaz naturel retiré aux usines de traitement du gaz pour la récupération des liquides et des sous-produits, l'extraction des impuretés, ou utilisé comme combustible.
Pertes en cours de retraitement ***(Reprocessing Shrinkage)***	Volume de gaz naturel pris à même les principales canalisations de transport de gaz, aux usines de chevauchement, puis transformé en LGN et exprimé, soit en volume, soit en unité énergétique.
Prix à la tête du puits ***(Wellhead Price)***	La tête du puits est l'équipement au sommet d'un puits pour le maintien du contrôle du puits. De façon plus générale, la tête du puits désigne un point de référence ou de livraison le long du réseau de production. Le terme prix à la tête du puits désigne le prix reçu pour le gaz par les producteurs, net des coûts de collecte ou de traitement.
Prix après traitement ***(Fieldgate Price)***	Le prix après traitement est le prix au point où est transférée, du producteur à la société pipelinière, la propriété du gaz qui a été recueilli et traité pour en retirer les impuretés et les sous-produits. De façon plus générale, ce point précise un point de référence ou de livraison sur le réseau de production. Le terme prix après traitement désigne le prix reçu pour le gaz par les producteurs, là où les producteurs paient pour la collecte et le traitement.
Producteur hors-réseau ***(Non-System Producer)***	Producteur de gaz qui n'a pas passé de contrat pour la desserte d'une société pipelinière ou de sa filiale de commercialisation.
Production thermique ***(Thermal Generation)***	Transformation de l'énergie dans laquelle le combustible est consommé pour produire l'énergie thermique qui est convertie en énergie mécanique et, ensuite, en électricité dans un générateur. Habituellement, le combustible est du charbon, du mazout, du gaz ou de l'uranium (nucléaire).

Programme de commercialisation sur les marchés concurrentiels (PCMC) ***(Competitive Marketing Program (CMP))***	Mécanisme en vertu duquel WGML a accordé des rabais spécifiques aux utilisateurs ultimes individuels de gaz. Généralement, le distributeur vend à l'utilisateur ultime à des prix établis d'après le barème approuvé de vente. Le distributeur informe la pipelinière des volumes vendus chaque mois. La pipelinière accorde au distributeur le rabais convenu pour les volumes du mois précédent, et le distributeur transfère ce rabais à l'utilisateur ultime. (WGML a remplacé le PCMC par les RGR en janvier 1988).
Provinces consommatrices ***(Consuming Provinces)***	Provinces canadiennes qui consomment plus de gaz naturel qu'elles n'en produisent - le Manitoba, l'Ontario et le Québec.
Provinces productrices ***(Producing Provinces)***	Provinces canadiennes qui produisent annuellement plus de gaz naturel qu'elles n'en consomment - Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan.
Purge rapide ***(Blowdown)***	Production de gaz, provenant du chapeau de gaz d'un gisement pétrolifère, habituellement après épuisement du pétrole, ou provenant d'un gisement de gaz de recyclage après que l'opération de recyclage soit achevée.
Ratio réserves/production ***(Reserves to Production Ratio)***	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Recyclage du gaz ***(Gas Cycling)***	Réinjection d'une partie ou de la totalité du gaz naturel extrait dans le gisement après que les liquides de gaz naturel aient été retirés.
Régions classiques (ou traditionnelles) ***(Conventional Areas)***	En général, les provinces de l'Ouest, le sud-ouest de l'Ontario et la partie méridionale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.
Régions productrices classiques ***(Conventional Producing Areas)***	Voir "régions classiques".
Régions pionnières ***(Frontier Areas)***	En général, le nord et les zones au large des côtes du Canada.
Rendement du combustible (rendement à la pointe du brûleur) ***(Fuel Efficiency (Burner Tip Efficiency))***	Le ratio de l'énergie utile produite, résultant de la consommation d'un combustible, et de la teneur théorique en énergie du combustible. Le rendement d'un combustible de chauffage est inférieur à 100 % dans la mesure où l'air chauffé est utilisé dans la combustion et où la ventilation des rejets est nécessaire. Dans d'autres applications, le rendement des combustibles est inférieur à 100 % en partie en raison des pertes de chaleur.

Réserves établies ***(Established Reserves)***	**Réserves récupérables compte tenu de la technologie courante et des conditions économiques actuelles et prévues, et dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et réserves récupérables contiguës dont l'existence est établie avec un degré raisonnable de certitude à partir de l'interprétation et de l'évaluation de données géologiques, géophysiques et autres informations pertinentes.**
Réserves établies initiales ***(Initial Established Reserves)***	**Réserves établies avant déduction de toute production.**
Réserves établies restantes ***(Remaining Established Reserves)***	**Réserves établies initiales, moins la production cumulative.**
Réserves reportées ***(Deferred Reserves)***	**Réserves de gaz naturel établies qui ne sont pas actuellement offertes sur un marché pour une raison spécifique, habituellement leur utilisation dans la récupération améliorée du pétrole brut ou des LGN.**
Revente de gaz du réseau (RGR) ***(System Gas Resale (SGR))***	**Sorte de contrat d'achat et de vente en vertu duquel l'utilisateur ultime achète à rabais du gaz de WGML immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta; il le revend ensuite à WGML au coût moyen du gaz du distributeur. Puis WGML vend le gaz au distributeur à la même place et le distributeur est l'expéditeur sur le réseau du TransCanada. Le distributeur vend ensuite le gaz aux utilisateurs ultimes à un prix établi d'après le barème normal des taux.**
Service d'appoint ***(Back-stopping Supplies)***	**Service dans lequel du gaz d'appoint est fourni si le gaz d'un client ne peut être livré au distributeur.**
Service garanti ***(Firm Service)***	**Service d'approvisionnement continu en gaz, assuré à un prix relativement élevé, sans interruption, à moins de circonstances extraordinaires.**
Service garanti offert ***(Firm Service Tendered)***	**Service de transport prévoyant des niveaux de service différents en hiver et en été.**
Service-T interruptible ***(Interruptible T-Service)***	**Service interruptible de transport de gaz assuré en vertu d'un contrat visant du gaz qui n'appartient pas à la société pipelinière. L'interruption est faite au gré de la pipelinière ou du distributeur. Il existe deux niveaux de service interruptible, SI-1 et SI-2, le premier étant associé à une priorité plus élevée et à des risques moins importants. Les droits applicables au SI-1 sont plus élevés que ceux applicables au SI-2.**

Taux d'extraction *(Rate of Take)*	Taux quotidien moyen de production de gaz naturel, associé au volume des réserves établies initiales attribuées aux gisements desquels le gaz est extrait. Par exemple, 1:7300 désigne une unité de production par jour pour chaque ensemble de 7 300 unités de réserves établies initiales.
Taux regroupé *(Bundled Rate)*	Frais uniques qui couvrent un certain nombre de services assurés par une pipelinière ou par un distributeur. Exemples de services: vente de gaz, transport, stockage et équilibrage de l'offre.
Taux séparé *(Unbundled Rate)*	Taux exigé pour un service individuel et distinct, offert par une société pipelinière ou un distributeur.
Usine de chevauchement *(Straddle Plant)*	Usine de traitement du gaz naturel, chevauchant la canalisaton principale d'un gazoduc, dans laquelle les LGN sont retirés du flot de gaz.
Valorisation des réserves *(Reserves Appreciation)*	Accroissement des réserves établies en raison des prolongations des gisements existants ou des révisions des estimations antérieures des réserves.
Vente de gaz du réseau *(System Gas Sale)*	Gaz vendu par les sociétés pipelinières ou leurs filiales, par ex. WGML.
Vente directe ou achat direct *(Direct Sale or Direct Purchase)*	Dispositions d'achat d'un approvisionnement en gaz naturel, faisant l'objet d'une transaction directe entre les producteurs ou courtiers et les utilisateurs ultimes à des prix négociés.
Vente sur le marché du disponible *(Spot Sale)*	En général, une vente interruptible de gaz en vertu d'un contrat de 30 jours.
Volumes de la demande opérationnelle *(Operating Demande Volumes)*	Volumes précisés dans les contrats de DC d'un distributeur passés avec une société pipelinière, moins les volumes que le gaz acheté par transaction directe a déplacé, comme on peut le déterminer en vertu des règles de l'ONE établies pour définir les volumes substitués.
Volume substitué *(Displacement Volume)*	Un volume acheté directement est un volume substitué lorsque, advenant le fait qu'il n'y ait pas d'achat direct, la SDL peut assurer le service garanti sans avoir à passer elle-même un contrat pour les volumes additionnels afin de satisfaire à la demande.
Volumes de dépassement non autorisés *(Unauthorized Overrrun Volumes)*	Volumes expédiés en sus des volumes sous contrat.

Annexe 2

Réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada

Même si les prix du gaz ne sont plus établis directement par les gouvernements, certains éléments de réglementation demeurent applicables dans tous les secteurs de l'industrie du gaz au Canada. La présente annexe comporte une brève analyse de la réglementation des provinces productrices sur la production et à la vente du gaz naturel, de la réglementation fédérale sur le transport interprovincial et international du gaz, de la réglementation provinciale sur la distribution du gaz naturel et, en dernier lieu, des modalités pour obtenir des licences fédérales d'importation ou d'exportation du gaz naturel (figure A2-1).

Réglementation des provinces productrices sur la production et à la vente du gaz naturel[1]

Le paragraphe 92(a) de la *Loi constitutionnelle de 1867* confère à chaque province le droit exclusif de faire des lois sur la mise en valeur, la conservation et la gestion du gaz naturel dans la province. Les provinces détiennent également le droit de faire des lois sur la vente du gaz naturel faite par une province à une autre partie du Canada, sous réserve qu'en vertu de telles lois, les prix établis ou l'approvisionnement ne soient pas discriminatoires.

Les trois provinces productrices exigent que les expéditeurs ou les producteurs obtiennent l'approbation de la province concernée avant d'acheminer du gaz à l'extérieur de cette province. En Alberta, la *Gas Resources Preservation Act* confère au gouvernement provincial le droit de refuser l'approbation d'un permis d'acheminement du gaz lorsque les modalités de vente, y compris le prix, ne sont pas dans les meilleurs intérêts de la province.

En Colombie-Britannique, le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières a le pouvoir, aux termes de la *Utilities Commission Act*, de délivrer les certificats d'acheminement du gaz. En général, ces certificats exigent, entre autres, que le gaz ne soit pas vendu à l'extérieur de la province à des prix inférieurs au prix exigé pour des services similaires dans une région de marché de la Colombie-Britannique adjacente au point d'exportation.

En Saskatchewan, les permis d'acheminement du gaz sont délivrés par le ministère de l'Énergie et des Mines. Contrairement à l'Alberta et à la C.-B., les permis d'acheminement du gaz sont délivrés aux producteurs, et non aux expéditeurs. Le producteur doit démontrer qu'il peut produire suffisamment de gaz pour respecter ses engagements contractuels. Le processus de délivrance des permis d'acheminement du gaz de la Saskatchewan prévoit également que les prix du gaz acheminé à l'extérieur de la province ne doivent pas être inférieurs à ceux exigés des clients provinciaux pour des ventes similaires, et que les permis d'acheminement ne soient pas délivrés si les ventes se substituent à des vents de la Saskatchewan faisant actuellement l'objet de contrats.

De plus, les trois provinces assurent une certaine sécurité d'approvisionnement en gaz à long terme aux utilisateurs provinciaux du "marché captif". En mars 1987, l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta ("OCREA") a assoupli ses méthodes de calcul des excédents du gaz à des fins d'exportation; la protection antérieure, qui était de 25 ans de l'ensemble du marché de l'Alberta, a été remplacée par une protection de 15 ans des besoins du marché captif. On définissait les besoins du marché captif comme la somme des besoins résidentiaux, commerciaux et des petites industries. Dans le calcul des excédents, l'OCREA tient

1. La réglementation des provinces productrices est traitée plus en détail dans la section 2.1.

Figure A2-1

État actuel de la réglementation de l'industrie du gaz naturel au Canada

Juridiction	Activités	État de la réglementation
provinces productrices	production	redevances, réglementation sur les économies d'énergie
	collecte et traitement	approbation des installations (sécurité et environnement)
	transport intraprovincial	réglementation en fonction des plaintes reçues
	ventes extra-provinciales	permis d'acheminement et certificats
gouvernement fédéral	transport interprovincial et international	approbation des installations, droits et tarifs
	exportations et importations	licences et ordonnances
provinces consommatrices	distribution du gaz	droits et tarifs, approbation des installations, délivrance des licences aux SDL et aux courtiers
	utilisateur ultime	approbation des pipelines de dérivation
	contrats d'achat de gaz	déterminer si les coûts peuvent être compris dans l'établisssement des taux.

compte du gaz qui peut faire l'objet de contrats. Ce calcul consiste à prendre les réserves de l'Alberta, à soustraire les besoins du marché captif, les volumes destinés, par contrat, à être vendus en Alberta et en vertu de permis d'acheminement approuvés, ainsi que le gaz utilisé comme combustible de transport et perdu au cours du traitement.

La Colombie-Britannique et la Saskatchewan calculent les excédents de même, en protégeant les volumes faisant l'objet de contrats et 15 fois les ventes annuelles courantes des SDL.

Les clients du marché captif de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan peuvent acheter le gaz par transaction directe, après avoir fait la preuve de leurs dispositions, en matière d'approvisionnement, auprès des autorités provinciales. Les clients du marché captif de l'Alberta peuvent acheter le gaz par transaction directe mais seuls les clients industriels ont accès au transport.

Les gouvernements des provinces productrices réglementent également la production du gaz naturel afin d'assurer le respect de pratiques conservatrices judicieuses. En Alberta, l'OCREA a la compétence pour fixer des limites maximales de production journalière pour tous les puits de production, mais le fait seulement pour les puits et les gisements où des taux de production élevés pourraient affecter la récupération ultime et où l'exploitant n'a pas volontairement établi une méthode acceptable de contrôle du taux de production. Moins de 1% de tous les puits de gaz de l'Alberta ont actuellement une limite maximale de production journalière. En Colombie-Britannique, ce rôle est rempli par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières et, en Saskatchewan, par le ministère de l'Énerige et des Mines.

En Alberta, c'est l'OCREA qui est chargé d'approuver la construction de nouvelles installations de collecte, de traitement et de transport, tandis qu'en Saskatchewan, c'est le ministère de l'Énergie et des Mines qui remplit ce rôle. Toutefois, en Colombie-Britannique, les installations de collecte et de traitement font partie intégrante du réseau de Westcoast; par conséquent, la construction de toute nouvelle installation doit être approuvée par l'ONE. Dans tous les cas, un demandeur doit se conformer aux exigences des organismes de réglementation en ce qui a trait aux besoins en nouvelles installations et aux coûts de conception, et il doit tenir compte des questions liées à la sécurité, à l'environnement et de toute autre préoccupation d'intérêt public.

Les frais de collecte et de transport du réseau de NOVA en Alberta sont fixés par NOVA et assujettis à un examen par la Public Utilities Board de l'Alberta en fonction des plaintes reçues. Les taux de NOVA applicables au transport jusqu'à la frontière de l'Alberta étaient établis d'après la méthode du "timbre-poste" et tous les expéditeurs versaient le même taux, quelle que soit l'emplacement des gisements de gaz desquels ils tirent leurs approvisionnements. Toutefois, depuis le 1er novembre 1989, les expéditeurs livrant du gaz sur le marché albertain verseront des frais liés à la demande selon les demandes contractuelles au point de réception seulement et des frais liés au produit selon les volumes réels reçus. Les expéditeurs livrant le gaz sur un marché autre que l'Alberta continueront de verser des frais liés à la demande selon les demandes contractuelles au point de réception et de livraison, et des frais liés au produit selon les volumes réels reçus. Le client albertain versera, sur une base de coût unitaire, environ la moitié de ce que versera un client à l'exportation sur une base de coût unitaire, selon les mêmes facteurs de charge.

En Colombie-Britannique, les taux applicables au transport du gaz par le réseau de Westcoast sont réglementés par l'ONE. En Saskatchewan, les taux applicables au transport du gaz par le reseau de TransGas sont actuellement établis par le cabinet provincial. À partir du 31 décembre 1990, ils seront établis par TransGas et, ainsi que les modalités du service, réglementés en fonction des plaintes reçues par la Saskatchewan Oil and Gas Conservation Board.

Finalement, les trois provinces perçoivent des redevances sur la production du gaz et, même si les modalités varient, ces redevances correspondent essentiellement à un pourcentage du prix à la tête du puits reçu par le producteur.

Réglementation fédérale sur le transport interprovincial et international du gaz

La Loi sur l'ONE confère à l'Office deux principales attributions dans le domaine du transport du gaz canadien:

i) la réglementation des droits et tarifs des gazoducs interprovinciaux et internationaux;

ii) la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations pipelinières de gaz interprovinciales et internationales.[1]

À des fins de réglementation des droits et des tarifs, l'Office a divisé les sociétés qui exploitent des gazoducs relevant de sa compétence en deux groupes. Les sociétés du premier groupe font régulièrement l'objet d'une vérification par l'Office, et généralement, la modification de leurs droits exige la tenue d'une audience publique.[2] Les droits des sociétés du deuxième groupe sont réglementés en fonction des plaintes reçues.

Généralement, les questions soulevées au cours des audiences concernant les droits peuvent être divisées en trois catégories: les questions tarifaires (comprenant les modalités d'accès), les questions relatives à la conception des droits et les questions relatives au coût du service.

Suite à l'introduction des ventes directes sur le marché du gaz naturel au Canada, les modalités d'accès sont devenues une question primordiale pour les expéditeurs de gaz. Par conséquent, elles ont soulevé beaucoup d'attention au cours de récentes audiences concernant les droits.[3]

Les questions relatives à la conception des droits traitent des types de service qui seront offerts et des frais respectifs applicables à ces services.

Quant aux questions relatives au coût du service, il s'agit d'un examen de l'ensemble des coûts de service pipelinier. L'Office établit, d'après la preuve présentée, la totalité des coûts pipeliniers justes, et fixe un objectif quant au taux de rendement annuel lié aux activités réglementées de la société.

En vertu de la Partie III de la Loi sur l'ONE, l'Office est chargé d'approuver la construction et l'exploitation des installations pipelinières proposées. Normalement, l'Office approuve, sans audience publique, les additions ou modifications mineures aux réseaux pipeliniers existants (installations telles que réservoirs, pompes, compresseurs et stations de comptage, et les tronçons pipeliniers de moins de 40 kilomètres de longueur). L'étude de la construction de nouvelles installations importantes nécessite la tenue d'une audience publique par l'Office.

Les audiences publiques tenues pour l'examen des projets de construction de nouvelles installations peuvent porter sur diverses questions. Normalement, le demandeur doit faire la preuve de la nécessité des nouvelles installations, de la pertinence de leur conception afin de réaliser les objectifs désirés et du caractère raisonnable des coûts. De plus, le demandeur doit indiquer qu'il tiendra bien compte des préoccupations relatives à la sécurité et à l'environnement soulevées par l'Office ou par tout intervenant

1. Un gazoduc international est un gazoduc qui croise la frontière entre le Canada et les États-Unis. Le tronçon canadien d'un tel gazoduc relève de la compétence de l'Office.
2. À l'heure actuelle, seulement quatre sociétés exploitant des gazoducs sont activement considérés comme formant le premier groupe de sociétés. Il s'agit de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd., Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc., TransCanada PipeLines Limited et Westcoast Energy Inc.. Même si la société Alberta Natural Gas Company Ltd. est considérée comme faisant partie du premier groupe, ses droits font actuellement l'objet d'une réglementation en fonction des plaintes reçues.
3. Certaines décisions rendues par l'Office au sujet des modalités d'accès au réseau de TransCanada sont traitées plus amplement dans la section 2.4.

en ce qui a trait aux installations proposées. En dernier lieu, le demandeur doit montrer qu'il tiendra compte de façon satisfaisante des préoccupations socio-économiques et de toutes les autres questions d'intérêt public soulevées par la demande.

Si l'Office juge que toutes les questions susmentionnées ont été prises en compte convenablement par le demandeur, il peut délivrer un certificat autorisant les installations visées par la demande, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil. L'Office peut alors tenir une audience concernant le tracé détaillé au cours de laquelle les propriétaires de terrains touchés par le projet pourront présenter leurs opinions devant l'Office avant qu'un tracé détaillé définitif ne soit approuvé.

L'Office doit également veiller à ce que les gazoducs sont exploités conformément à l'intérêt public. Afin de vérifier si l'exploitation des gazoducs est sécuritaire et efficace, l'Office élabore des programmes d'inspection et fait des vérifications de l'exploitation des réseaux pipeliniers. De plus, l'Office vérifie les procédures d'exploitation et d'entretien des gazoducs afin de voir à ce que des mesures de protection de l'environnement appropriées soient suivies de façon permanente. En dernier lieu, l'Office peut surveiller tout plan d'action socio-économique qu'une société pipelinière s'est engagée à suivre au moment lorsqu'il a approuvé la construction des nouvelles installations.

Réglementation des gouvernements provinciaux sur le transport du gaz naturel

Les gouvernements provinciaux, notamment les gouvernements des provinces productrices, réglementent le transport et la vente du gaz naturel dans leur juridiction. Chaque province a élaboré ses propres mécanismes de réglementation mais, dans la plupart des cas, la réglementation est effectuée par l'intermédiaire d'un organisme de réglementation quasi-judiciaire. Les principales activités de réglementation sont semblables aux responsabilités de réglementation de l'ONE ayant trait aux pipelines interprovinciaux et internationaux en ce sens que les provinces approuvent les taux exigés des utilisateurs ultimes par les sociétés de distribution locale et elles réglementent la construction et l'exploitation des installations de gaz relevant de leur compétence. De plus, les provinces sont chargés d'accorder des franchises aux sociétés de distribution locale et de délivrer des licences aux courtiers en gaz.

Généralement, les questions ayant trait aux taux exigés par les sociétés de distribution locale et soulevées au cours des audiences publiques peuvent être réparties en quatre parties: questions tarifaires, questions relatives à la conception des droits, questions relatives au coût du service (y compris l'approbation des coûts d'achat du gaz) et questions relatives à la répartition des coûts selon différentes catégories de clients.

Les modalités d'accès sont incluses dans les questions tarifaires. Depuis l'introduction des ventes directes sur les marchés interprovinciaux, toutes les provinces consommatrices de gaz ont adopté des lois exigeant que les distributeurs transportent le gaz pour des tiers. Toutefois, les modalités d'accès spécifiques ne sont pas uniformes dans toutes les provinces.

Parmi les questions de conception des droits figurent, entre autres, la question de savoir s'il y aurait lieu d'imposer des taux séparés pour les services de stockage, d'équilibrage de l'offre et d'appoint assurés aux utilisateurs ultimes par les distributeurs, ou s'il y aurait lieu de réunir tous ces frais en un seul taux.

Récemment, les questions relatives au coût du service ont porté sur l'approbation des coûts d'achat applicables aux distributeurs. Avant le 1er novembre 1985, les prix du gaz vendu à l'échelle interprovinciale étaient réglementés, et les distributeurs disposaient de peu de latitude dans leurs stratégies d'achat de gaz. Depuis l'entrée en vigueur de l'Entente sur le gaz naturel de 1985, les distributeurs sont libres de négocier avec les producteurs des prix applicables à tous les achats additionnels de gaz et aux volumes visés par leurs contrats de vente à long terme.

La répartition des coûts de transport d'une société parmi différentes catégories de clients constitue souvent une question traitée au cours d'audiences provinciales portant sur les taux, car c'est à partir de cette répartition que sont établis les taux relatifs exigibles des utilisateurs ultimes des secteurs résidentiel, commercial et industriel.[1]

Quant à l'approbation des installations, les provinces ont adopté des procédures d'approbation qui sont pratiquement les mêmes que celles adoptées par l'ONE au niveau national. Les sociétés de distribution qui désirent construire de nouvelles installations doivent se conformer aux exigences des organismes de réglementation quant à la nécessité de ces installations, au coût et à la pertinence de leur conception, et elles doivent tenir compte de façon satisfaisante des préoccupations liées à la sécurité et à l'environnement.[2]

Licences fédérales d'importation et d'exportation de gaz

L'Office délivre les licences et les ordonnances d'importation de gaz naturel. Jusqu'à maintenant, toutes les demandes visant de telles licences ou ordonnances n'ont pas soulevés de controverse et ont été autorisées sans audience publique.

L'ONE a adopté en juillet 1987 une méthode axée sur les conditions du marché pour évaluer les demandes de licences d'exportation du gaz naturel à long terme. La méthode comprend des audiences publiques et une surveillance.

Dans le cadre des audiences publiques, la méthode axée sur les conditions du marché comporte trois éléments:[3]

1) Méthode d'intervention en fonction des plaintes - L'Office étudiera les plaintes déposées par les consommateurs canadiens selon lesquelles ils ne peuvent passer de nouveaux contrats d'approvisionnements en gaz à des modalités semblables à celles prévues dans les demandes d'exportation, y compris à des prix équivalents. Si l'Office juge fondé une plainte selon laquelle les Canadiens n'ont pu passer de contrats de gaz selon des modalités semblables, il peut rejeter la demande ou reporter sa décision finale jusqu'à ce qu'on ait donné l'occasion de corriger la situation.

2) Évaluation de l'incidence des exportations - L'Office exigera que les demandeurs de licences d'exportation présentent une évaluation de l'incidence des exportations, afin qu'il soit en mesure de déterminer si une exportation envisagée risque d'empêcher le Canada de satisfaire à ses propres besoins énergétiques aux prix du marché.

3) Établissement de la conformité à l'intérêt public - L'Office tient compte de tous les autres facteurs qu'il juge pertinents pour déterminer si les projets d'exportation sont dans l'intérêt public national, à savoir avant tout si ces projets sont associés à des arrangements commerciaux solides et doivent vraisemblablement apporter des avantages nets au Canada.

Le processus de surveillance comporte deux éléments. En premier lieu, l'Office continuera de publier, environ à tous les deux ans, son rapport *L'énergie au Canada: Offre et demande*, dans lequel est étudiée la perspective à long terme en matière des besoins et d'approvisionnements en énergie au Canada. Le rapport fournir à l'Office et

1. Les décisions provinciales récentes sur les questions de droits et de tarifs sont traitées dans la section 2.3.
2. Depuis la conclusion de l'*Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel*, une question intéressante a été de savoir s'il y avait lieu d'autoriser les utilisateurs ultimes à construire des installations qui les raccorderaient directement à TransCanada, ce qui leur permettrait de passer outre aux sociétés de distribution locale. La compétence au sujet des pipelines de dérivation est traitée dans la section 2.3.
3. Pour une description plus détaillée des méthodes actuelles de l'Office pour le calcul des excédents, se reporter au chapitre 4 des *Motifs de décision relativement à l'examen des méthodes de calcul des excédents de gaz naturel*, juillet 1987.

au public un point de vue de référence sur les perspectives à long terme concernant l'offre, la demande et les prix du gaz au Canada.[1]

En deuxième lieu, par intervalles, l'Office publiera un rapport d'*Évaluation du marché du gaz naturel* contenant une évaluation à court terme du marché du gaz naturel canadien.

Les demandes visant des exportations pour une durée de moins de deux ans sont approuvées par l'Office au moyen de la délivrance d'une ordonnance et n'exigent pas d'audiences publiques.

La politique fédérale relativement aux prix à l'exportation du gaz naturel a varié au cours des années. Avant 1975, les prix à l'exportation étaient négociés librement par les acheteurs et les vendeurs, même s'ils devaient être approuvés par l'ONE. De 1975 à 1984, les prix à l'exportation étaient fixés directement par le gouvernement fédéral. En novembre 1984, le gouvernement fédéral a révisé sa politique de tarification des prix à l'exportation et a permis aux exportations de gaz de se faire à des prix négociés sous réserve de certains critères, le principal étant que le prix à l'exportation ne soit pas inférieur au prix du gros du gaz naturel à l'entrée de Toronto pour le gaz vendu selon des modalités semblables.[2]

Jusqu'au 31 octobre 1986, les prix exigés dans les contrats d'exportation de gaz devaient être approuvés au préalable par l'Office. Toutefois, les parties signataires de l'Entente sur le gaz de 1985 ont reconnu que, dans un environnement de marché, les prix doivent pouvoir fluctuer en fonction des conditions du marché et que, avec de nombreux acheteurs et vendeurs, une multitude de prix existeront probablement à tout moment donné. Elles ont convenu que l'approbation préalable des prix à l'exportation serait incompatible avec un tel environnement et, au 1er novembre 1986, cette démarche de l'Office a été remplacée par une démarche de surveillance exercée après coup, sous la direction d'un comité conjoint fédéral-provincial.[3]

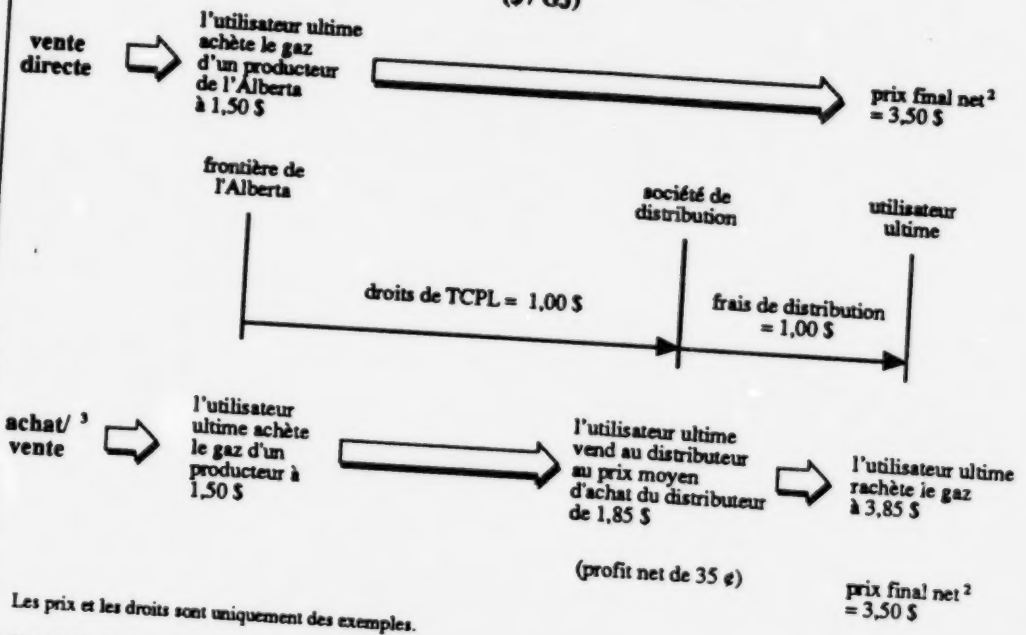
---

1. En décembre 1988, l'Office a publié son plus récent rapport *L'énergie au Canada: Offre et demande*, daté de septembre 1988.
2. En octobre 1985, le prix plancher de Toronto a été remplacé par un régime de prix planchers régionaux.
3. Les rapports récents de ce comité font l'objet d'une étude à la section 2.5.

Figure A3-1

Ventes directes et achats/ventes[1]

($ / GJ)



1 Les prix et les droits sont uniquement des exemples.

2 Les chiffres indiquent que le prix final net est égal pour la vente directe illustrée et l'achat/vente illustrée, mais les prix réels dans les ventes directes, les achats/ventes et les reventes de gaz du réseau sont fonction des résultats des négociations entre l'acheteur et le vendeur.

3 La figure illustre un achat/vente dans lequel l'utilisateur ultime vend le gaz au distributeur au point d'entrée du distributeur. Dans ce cas, l'utilisateur ultime est l'expéditeur sur le réseau de TCPL. Dans un deuxième genre d'achat/vente, l'utilisateur ultime vend le gaz au distributeur juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan et le distributeur agit comme expéditeur sur le réseau de TCPL. Dans une revente de gaz du réseau, un utilisateur ultime achète le gaz de WGML juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan à un prix escompté négocié et le revend immédiatement à WGML, au prix auquel WGML a accepté de le vendre au distributeur. WGML vend ensuite le gaz à ce prix au distributeur, également juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et le distributeur devient l'expéditeur sur le réseau de TransCanada. En dernier lieu, l'utilisateur ultime rachète le gaz du distributeur au prix moyen du réseau plus les droits exigés sur le réseau de TCPL et du distributeur.

Annexe 3

Formules d'achat de gaz

Avant l'entrée en vigueur de l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel de 1985, la plupart des utilisateurs ultimes achetaient simplement leur gaz à une société de distribution locale, à un taux fixe par unité de gaz acheté. Dans la majorité des cas, l'utilisateur ultime ne connaissait pas les frais distincts liés au gaz même, au transport sur le réseau de TransCanada, aux services de stockage et à la livraison sur le réseau de distribution locale. L'introduction de ventes directes sur le marché a offert aux consommateurs de gaz une gamme de formules d'achat.

La principale caractéristique d'une vente directe est que la pipelinière offre un service de transport ("service-T") aux parties contractantes sans être propriétaire du gaz qu'elle transporte. Dans une vente directe, l'utilisateur ultime passe un contrat d'achat de gaz avec un producteur ou le représentant de celui-ci.[1] L'expéditeur devient alors propriétaire du gaz à toutes les étapes du transport. L'expéditeur peut être le producteur, l'utilisateur ultime, une société de distribution locale, un courtier ou un agent représentant l'utilisateur ultime.

Par exemple, un utilisateur ultime peut acheter du gaz à un producteur de l'Alberta et, en vertu des modalités du contrat, prendre possession du gaz immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. Dans ce cas, le producteur serait chargé d'obtenir un permis d'acheminement de l'Alberta et de prendre les dispositions nécessaires au transport sur le réseau de NOVA en Alberta, et serait l'expéditeur sur le réseau de NOVA. L'utilisateur ultime serait l'expéditeur sur le réseau de TransCanada et le réseau de distribution locale, et aurait à prendre des dispositions distinctes pour un service d'appoint (c'est-à-dire un approvisionnement de remplacement en cas de problème d'approvisionnement) et devrait s'entendre avec un distributeur pour tout service nécessaire de stockage ou d'équilibrage de l'offre.

Un contrat "d'achat-vente" conclu entre un utilisateur ultime et un distributeur est une variante de cet arrangement. Par exemple, un utilisateur ultime peut acheter du gaz à un producteur de l'Alberta, le revendre à une société de distribution immédiatement à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan et le racheter au distributeur à l'usine.[2] Le producteur a les mêmes responsabilités que ci-dessus, mais, dans ce cas, le distributeur est chargé d'obtenir le service de transport sur le réseau de TransCanada et assure à l'utilisateur ultime les services de stockage et d'équilibrage de l'offre comme ce serait le cas dans le cadre d'une formule traditionnelle d'achat de gaz (figure A3-1).[3] Toutefois, il incombe à l'utilisateur ultime de prendre ses propres dispositions pour un service d'appoint, ce qu'il peut faire auprès du distributeur.

Le gaz du réseau correspond généralement au gaz détenu et vendu par les pipelinières ou leurs agents de commercialisation, par exemple Western Gas Marketing Limited ("WGML"), agent de commercialisation de

---

1. Le gaz est normalement vendu à un groupe de producteurs, mais, par souci de commodité, nous utilisons ici "producteur" pour désigner un seul producteur ou un groupe de producteurs.
2. Un contrat d'achat-vente peut également être conclu par le distributeur au site de prise chez TransCanada. Dans ce cas, l'utilisateur ultime, un producteur ou un courtier serait l'expéditeur par le réseau de TransCanada.
3. Les besoins journaliers en gaz d'un utilisateur ultime industriel peuvent varier beaucoup; il est donc difficile de faire correspondre la production journalière et la demande journalière. Par conséquent, un utilisateur ultime exige que le distributeur garde le gaz en réserve lorsque ses besoins sont inférieurs aux volumes contractuels journaliers moyens et qu'il augmente ses livraisons lorsque ses besoins les dépassent.

TransCanada. Un utilisateur ultime peut acheter le gaz du réseau à sa société de distribution locale, en vertu de contrats d'achat ordinaires, ou il peut l'acheter directement à WGML.

Les ventes directes de gaz du réseau faites par WGML sont actuellement appelées "reventes du gaz du réseau" ("RGR").[1] Dans une RGR, TransCanada vend du gaz à WGML juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et WGML le revend au même endroit à un utilisateur ultime, à un prix "réduit". L'utilisateur ultime revend alors le gaz à WGML au prix auquel WGML a convenu de le vendre au distributeur. WGML vend alors le gaz au distributeur à ce prix, juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan. Le distributeur est alors l'expéditeur sur le réseau de TransCanada. Enfin, l'utilisateur ultime rachète le gaz au distributeur à l'usine.[2] Une RGR offre à l'utilisateur ultime plusieurs avantages: TransCanada est responsable du transport en Alberta, de l'acheminement hors de l'Alberta et du service d'appoint de ses ventes, tandis que le distributeur est responsable des services de stockage, d'équilibrage de l'offre et d'appoint de ses ventes.

---

1. Les RGR, introduites par WGML et TransCanada le 1er janvier 1988, ont remplacé les programmes de commercialisation sur les marchés concurrentiels ("PCMC") de WGML. Cette dernière a mis fin à ses PCMC après que la Commission de l'énergie de l'Ontario ("CEO") eut déclaré que les PCMC ne pouvaient être autorisés en Ontario au-delà du 31 octobre 1988, parce qu'à son avis le régime de tarification en vertu duquel les PCMC étaient offerts était injustement discriminatoire. Toutefois, le principal effet de ce changement a été de soustraire ces programmes à la compétence de la CEO; dans une RGR, le gaz est au départ acheté et revendu en Saskatchewan par l'utilisateur ultime. Le régime de tarification en vertu duquel les RGR sont offertes n'a pas vraiment changé.
2. Prenons l'exemple suivant: l'utilisateur ultime achète du gaz à WGML à 1,50 $ le gigajoule, juste à l'est de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan, et le revend à WGML à, disons, 1,85 $ le gigajoule. WGML vend le gaz au distributeur à 1,85 $ le gigajoule. Enfin, le distributeur expédie le gaz sur le réseau de TransCanada et le vend à l'utilisateur ultime à un prix de 1,85 $ le gigajoule, plus les frais de transport et de distribution. Le gaz, sans compter les frais de transport et de distribution, coûte donc à l'utilisateur ultime 1,85 $ - (1,85 $ - 1,50 $) = 1,50 $ le gigajoule.

Annexe 4

Résumé des contrats conclus entre WGML et les distributeurs

Le lecteur trouvera ici un résumé des principales caractéristiques des contrats passés entre WGML et les distributeurs du Québec, de l'Ontario et du Manitoba en conformité des accords signés à l'automne de 1988.

Le volume total visé par les contrats de vente de gaz se divise en deux principaux blocs: le bloc "A" pour le gaz destiné au marché "captif" et le bloc "B" pour le gaz destiné aux clients qui achètent leur gaz en vertu d'accords de revente de gaz du réseau (voir l'annexe 3), c'est-à-dire principalement au marché industriel.

Le volume journalier initial que WGML s'est engagée à fournir aux SDL est la somme des volumes de la demande opérationnelle visés par les contrats de demande contractuelle[1] et de quantité contractuelle annuelle[2] conclus par les distributeurs avec TransCanada, à la date d'entrée en vigueur de l'entente (le 1er janvier 1989 pour Consumers Gas, ICG (ONT), GWG et ICG (MAN), le 1er février 1989 pour Union, et le 1er novembre 1988 pour GMi).

Le combustible nécessaire au transport du gaz du bloc A et du bloc B est associé à des modalités différentes.

La durée des contrats est de 15 ans (12 ans pour la plupart des volumes de Union) pour le gaz du bloc A, de 5 ans pour le gaz du bloc B (3 ans dans le cas de Union) et de 2 ans pour le combustible.

En règle générale, les distributeurs conviennent de ne pas substituer au gaz de WGML du gaz obtenu d'autres fournisseurs (autrement dit pas d'autosubstitution) au-delà de ce qui est autorisé par les clauses contractuelles visant la modification de la durée ou des volumes:

(i) Dans le cas du gaz du bloc A, WGML peut, après préavis au distributeur, réduire la durée du contrat si les ventes baissent d'un pourcentage précisé (30 % dans le cas de Consumers Gas, 20 % dans le cas de ICG (ONT) et de Union, et 10 % dans le cas de GMi) pendant les deux premières années contractuelles. Pour sa part, le distributeur peut réduire le volume en conséquence de la substitution de ventes directes. Par ailleurs, Consumers Gas a le droit de réclamer un remboursement des frais si le temps est plus clément que d'ordinaire. L'accord avec Union prévoit que Union peut réduire d'une quantité précisée ses volumes de gaz du bloc A, le 1er novembre 1989. Cet accord prévoit également que, si un client abandonne l'approvisionnement du réseau au profit d'une RGR, le volume correspondant sera transféré du bloc A au bloc B, ce qui réduira les frais liés à la demande que Union est tenue de payer. L'accord prévoit par ailleurs la résiliation de l'entente si la CEO refuse à deux reprises d'approuver les coûts découlant de nouveaux prix établis par arbitrage. L'accord avec ICG (ONT) prévoit que WGML peut réduire les volumes qu'elle s'est engagée à fournir à ICG (ONT) si la quantité prise par cette dernière devient inférieure au volume pris à la fin de la deuxième année. D'ici au 31 octobre 1994, ICG (ONT) peut transférer au bloc A jusqu'à concurrence de 25 % des volumes compris au départ dans le bloc B. Le contrat conclu entre GMi et WGML prévoit la possibilité de résiliation dans les 30 jours si GMi ne peut rentrer dans ses frais.

(ii) Pour ce qui est du gaz du bloc B, le contrat avec Consumers Gas est automatiquement reconductible chaque année si

---

1. Maintenant appelé service garanti.
2. Maintenant appelé service garanti offert.

l'une ou l'autre partie ne donne d'avis de résiliation. Dans le cas de ICG (ONT), le contrat est automatiquement reconduit pour trois ans si WGML ne donne aucun avis de résiliation. Il n'existe aucune clause de reconduction dans l'entente de Union. Le distributeur peut réduire le volume prévu dans toutes les ententes en conséquence de la substitution de ventes directes. En plus des ajustements du volume de gaz du bloc B prévus en (i) ci-dessus, Consumers Gas peut, sous réserve de certaines conditions, réduire d'un maximum de 25 % les volumes compris au départ chaque année qu'elle a le droit d'acheter, et ICG (ONT) peut acheter tous les ans à d'autres fournisseurs des volumes précisés de gaz du bloc B, dans le cadre d'un service interruptible.

(iii) Dans le cas du combustible, les distributeurs peuvent cesser de s'approvisionner auprès de WGML en donnant à cette dernière un préavis d'une durée précisée: 12 mois pour Consumers Gas, d'ici le 1er mai 1990 pour ICG (ONT), et le 31 octobre 1990 pour Union.

Les ententes signées avec GWG et ICG (MAN) prévoient une période de service regroupé et une période de service séparé. La période de service séparé commencera quand les prix seront arbitrés, si cela devait se produire, mais pas avant la troisième année contractuelle. L'arbitrage des prix pourrait être déclenché par l'une quelconque de plusieurs éventualités, dont le lancement d'un appel d'offres par WGM/ICG (MAN) pour un approvisionnement de remplacement, une demande d'arbitrage par WGML ou GWG/ICG (MAN) dans des délais précisés, la non-approbation des taux par les organismes de réglementation ou le refus des producteurs d'accepter les prix. Le contrat de transport sur le réseau de TransCanada sera détenu par WGML pendant la période de service regroupé et par WGW/ICG (MAN) pendant la période de service séparé.

Pour GWG/ICG (MAN), pendant la période de service regroupé, les distributeurs doivent acheter à WGML tout le gaz, y compris le combustible, à l'exception du gaz nécessaire pour répondre à la demande de pointe, du gaz de stockage et du gaz de remplacement si les approvisionnements de WGML venaient à manquer. Les distributeurs peuvent acheter à d'autres fournisseurs, ainsi qu'à WGML, le gaz supplémentaire dont ils ont besoin si leur marché prend de l'expansion, au-delà de la quantité contractuelle journalière maximale qu'ils se sont engagés à acheter, mais les quantités journalières de ces achats supplémentaires doivent être réparties proportionnellement entre WGML et les autres fournisseurs. Par ailleurs, la quantité contractuelle journalière initiale peut être réduire en fonction des achats directs effectués par les clients des distributeurs, mais cette réduction doit être proportionnelle aux diminutions des achats à d'autres fournisseurs. Si des achats directs se substituaient à plus de 20 % des volumes destinés aux clients "captifs", WGML aurait le droit de ramener à 3 ans ou plus la durée du contrat, selon ce qu'établira la Régie des services publics ou le gouvernement du Manitoba.

Les contrats de GMi avec WGML, Pan-Alberta et SOQUIP prévoient que les approvisionnements proviendront de ces trois fournisseurs dans les proportions fixes suivantes:

(i) dans le cas des ventes du marché "captif" (y compris le combustible connexe), les proportions sont de 71 % pour WGML, de 17 % pour Pan-Alberta et de 12 % pour SOQUIP;

(ii) dans le cas des ventes industrielles (y compris le combustible connexe), les proportions sont, respectivement, de 63 %, de 15 % et de 22 %.

Tous les contrats entre WGML et les distributeurs précisent que WGML doit s'être assurée par contrat des réserves suffisantes pour que le ratio des réserves à la production ne soit pas inférieur à 10 ans dans les prévisions préparées tous les ans pour les projections quinquennales. Si les projections

indiquent que ce ratio deviendra inférieur à 10, WGML dispose de deux ans pour s'assurer par contrat les réserves supplémentaires qui lui permettront de ramener le ratio à une valeur d'au moins 10, sinon le distributeur a le droit de prendre les dispositions nécessaires pour se procurer d'autres approvisionnements.

Les contrats de transport sont conclus entre chaque distributeur et TransCanada. Ils visent:

(i) le service garanti ("SG"), qui est un service de transport d'un volume pouvant aller jusqu'à une quantité journalière maximale précisée, et pour lequel les SDL paient des frais mensuels liés à la demande, quels que soient les volumes transportés, ainsi que des frais liés au produit, pour les volumes effectivement transportés;

(ii) le service garanti offert ("SGO"), qui vise le transport d'une quantité annuelle de gaz dont 40 % est transporté en hiver et 60 % en été.

Les contrats de transport sont pour une durée de 15 ans.

Certaines ententes de transport, comme celles conclues avec Consumers Gas et ICG (ONT), prévoient que toute capacité excédentaire provisoire doit être offerte proportionnellement à tous les expéditeurs du service garanti dans une zone de concession d'une SDL. Cela comprend toute capacité détenue sur le réseau de TransCanada par le distributeur en vertu d'un contrat pour le transport des volumes achetés à WGML, et que le distributeur considère dépasser provisoirement ses besoins. Si le distributeur estime que cet excédent de capacité est permanent, la capacité en question ne peut être offerte qu'aux expéditeurs du service garanti à long terme (10 ans ou plus). Si, après cela, il reste encore une capacité excédentaire, elle doit être offerte à WGML (selon l'entente de ICG (ONT)) ou à TransCanada, qui l'affectera à la première personne sur sa liste d'attente (selon l'entente de Consumers Gas).

L'entente avec Union Gas donne à WGML la première offre de toute capacité dépassant ce dont ont besoin Union et ses clients, sous réserve des exigences réglementaires ou de la législation.

Les prix du gaz naturel prévus dans ces ententes sont examinés à la section 2.5, tandis que les décisions des régies des services publics sont résumées à la section 2.3